

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA
INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

AUTOR: Diego Andrés Albendea

DIRECTOR: Hortensia Amarís

TUTOR: Ana Morales

Leganés, Marzo de 2011

ÍNDICE

1. Introducción	6
1.1. Motivación del proyecto	6
1.2. Objetivos del proyecto:.....	9
1.3. Metodología	10
2. Desarrollo del proyecto	11
2.1. Conocimiento actual de la integración del VE	11
2.2. El concepto de “Vehicle To Grid” o “V2G”	12
2.3. Descripción de la red	13
2.4. Descripción de los modelos de cargas.....	16
2.5. Descripción de los modelos de plantas fotovoltaicas	18
2.6. Descripción de los modelos de VE’s.....	18
2.7. Descripción de las estrategias de integración de VE’s.....	18
2.7.1. <i>Recarga aleatoria</i>	19
2.7.2. <i>Recarga de doble tarifa</i>	19
2.7.3. <i>Recarga inteligente</i>	20
2.8. Descripción de los casos de estudio	21
2.8.1. <i>Casos de Estudio 2012, 2014 y 2020</i>	21
2.8.2. <i>Casos de Estudio Cálculo de Límite de integración de VE’s en la Red</i>	23
3. Simulaciones y análisis de resultados.....	24
3.1. Cálculo de los escenarios 2012, 2014 y 2020.....	24
3.1.1. <i>Carga de líneas y transformadores</i>	24
3.1.2. <i>Niveles de tensión en los nodos</i>	29
3.1.3. <i>Curvas de carga total del sistema</i>	30
3.1.4. <i>Datos globales de la red</i>	30
3.2. Cálculo del límite máximo de VE’s	30
3.2.1. <i>Máximo N° de VE’s con Recarga aleatoria y política de recarga de doble tarifa</i>	31
3.2.2. <i>Máximo N° de VE’s con Recarga Inteligente</i>	31
3.3. Comparación de resultados	32
3.3.1. <i>Política de Recarga Aleatoria</i>	33
3.3.2. <i>Política de Recarga de Doble Tarifa</i>	35
3.3.3. <i>Política de Recarga Inteligente</i>	37

3.3.4. Variables de impacto.....	40
4. Presupuesto del proyecto	45
5. Conclusiones	46
6. Referencias bibliográficas	49
7. Anexos.....	50

Resumen del proyecto.

El diseño, implementación y análisis de diferentes ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN se ha llevado a cabo en este proyecto fin de carrera.

En primer lugar se ha diseñado una red de transporte 110kV y distribución 20kV como escenario del caso base. La red posee todos los elementos de una red real: cargas terciarias, residenciales e industriales, plantas de generación convencional, importación de potencia de una red externa de 380kV y plantas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Ningún vehículo eléctrico se ha conectado en el caso base. A partir del caso base, se han diseñado las fases de expansión previstas para la integración de vehículos eléctricos y se han definido los siguientes casos de estudio:

- Escenario de integración de vehículos eléctricos en el año 2012
- Escenario de integración de vehículos eléctricos en el año 2014
- Escenario de integración de vehículos eléctricos en el año 2020
- Cálculo del máximo nivel de integración de vehículos eléctricos en la red.

Se definen y comparan las posibles estrategias de control de recarga e integración a la red eléctrica de vehículos eléctricos (recarga aleatoria, doble tarifa y recarga inteligente). Se investigan cuales son las posibilidades que resultan más favorables para el sistema en cuanto a la nueva curva de demanda que se generará y a la oportunidad de aumentar el rendimiento de uso de las fuentes de energía primarias renovables.

El objetivo del estudio no consiste en obtener un límite preciso de integración sino en valorar nuevos métodos iterativos y nuevas políticas estratégicas, ambos necesarios para contribuir a la integración de vehículos en la red de distribución.

Summary.

The design, implementation and analysis of different control strategies for the integration of electrical vehicles (EV) in the distribution grid are performed in the frame of this final degree project.

First of all, a base case has been designed consisting in two interconnected networks, rated at different voltage levels: 110kV transmission and 20kV distribution networks. The network under study has the same elements as a real network: residential loads, industrial loads, tertiary loads, conventional power plants, power exchange with a 380kV network and two 1MW photovoltaic plants connected to the distribution grid. No EVs are connected to the base case grid. Starting from zero, the number of EVs are increased according to predefined patterns. The following cases are studied:

- Scenario EVs integration in 2012
- Scenario EVs integration in 2014
- Scenario EVs integration in 2020
- Maximum number of EVs integration in the 20kV grid.

Different EVs charge strategies are defined and compared (dumb charging, double tariff and smart charging). The most favourable options for the whole system are investigated, according to the new demand profile obtained as a result of the integration of EVs in the grid and profit from renewable energy.

The scope of the project is not aiming to provide a final “number” with the maximum limit of EVs that are able to be integrated into the grid. The main objective is to assess new iterative methods and new strategic policies, both needed for the integration of EVs in the distribution grid.

1. Introducción

1.1. Motivación del proyecto

De un tiempo a esta parte es creciente la alarma debida al incipiente calentamiento global producido por los gases de efecto invernadero, lo que ha conducido a sociedades y gobiernos de todo el mundo a una mayor concienciación con respecto a este tema. Cada vez es más clara la necesidad de un cambio que garantice una mejora o, al menos, que evite un empeoramiento de la situación actual para generaciones futuras.

A tal efecto se han resuelto y propulsado diversas iniciativas, tanto a nivel mundial, como europeo o nacional. Uno de los primeros y más importantes acuerdos internacionales que persiguen la reducción de las emisiones perjudiciales para el cambio climático fue el Protocolo de Kyoto, que marcaba una reducción a nivel global en al menos un 5% de las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012. Más recientemente en la Cumbre de Copenhague, se intentó dar continuidad a dicho acuerdo, con un objetivo a largo plazo que pretende la reducción mundial de las emisiones de CO₂ en al menos un 50% en 2050.

Más concretamente, en Europa se han trazado directrices y leyes que incrementan los impuestos a los vehículos más contaminantes, restringen la emisión de CO₂ en vehículos de nueva factura, subvencionan a los vehículos más respetuosos con el medio ambiente y fomentan planes de integración del vehículo eléctrico (VE).

Particularmente en España, el gobierno ha presentado la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico, que fomentará el uso de las energías renovables, mejorando su inclusión en el sistema eléctrico, lo que, consecuentemente, aporta ventajas ambientales evidentes, ya que se reducirá así la emisión de CO₂ y otras partículas contaminantes. Además de ser más eficiente, este tipo de vehículo, desde el punto de vista energético.

Si muchas de estas estrategias y proyectos, cuyo fin es la reducción de emisiones, están enfocadas al sector del transporte, es porque es este sector uno de los mayores causantes de las emisiones de gases de efecto invernadero. La energía consumida por el sector del transporte es completamente dependiente del petróleo en más de un 90% y, además, supone un 50% de la demanda global del mismo.

Intrínsecamente, esto implica que la gran cantidad de actividades relacionadas con el transporte asuman una dependencia del petróleo y, por tanto, de fluctuación de precios a la que está unido. Puesto que el crecimiento del consumo de crudo a nivel global es cada vez mayor, esto llevará a que el precio del petróleo alcance cotas insostenibles a medio y a largo plazo, y a que las reservas de crudo se agoten si el crecimiento del consumo sigue a este ritmo.

Por tanto, resulta clave que una parte importante de las labores a realizar para poder frenar la emisión de gases contaminantes y el calentamiento global, deberán llevar a un cambio drástico en las pautas de funcionamiento en el sector de la automoción.

Entre las principales soluciones que se han propuesto hasta el momento se encuentran: los vehículos propulsados por hidrógeno, por biocombustibles o los

vehículos eléctricos. Existen otras tecnologías, como el aire comprimido o el motor magnético, pero su bajo nivel de desarrollo hace que, por el momento, no sean útiles para la propulsión de vehículos.

En la propulsión por hidrógeno, habrá que diferenciar entre el motor de combustión y las pilas de combustible. En principio, entre estas dos, la tecnología más interesante es la pila de combustible, ya que esta sirve para alimentar un motor eléctrico que será, siempre, más eficiente energéticamente que un motor de combustión al reducir las pérdidas por calor y no necesitar la evolución de un ciclo termodinámico hasta alcanzar su rendimiento óptimo. No obstante, cabe destacar el alto coste de la pila de combustible, además de su gran peso y volumen.

De todos modos, aun con la gran ventaja de que el único residuo de este sistema es vapor de agua, de la propulsión por hidrógeno surgen varios inconvenientes. El hidrógeno es peligroso, porque se guarda a presión y al manipularlo puede explotar. Además, no es un combustible primario, sino que se consigue mediante electrólisis, lo cual conlleva un gran gasto de energía para producirlo. Por otro lado, es complicado almacenar grandes cantidades de este gas, dado que es bastante volátil y necesita ser almacenado a gran presión, lo que supondrá un sobre coste.

Así que el hidrógeno es una alternativa, pero, por el momento, sólo de futuro y, probablemente, si algún día llega a imperar será combinado con otras tecnologías.

En lo pertinente a los biocombustibles, éstos tienen la gran ventaja de que su utilización en los motores de combustión es, prácticamente, idéntica a la del petróleo, por lo que se cuenta con sobrado conocimiento y experiencia en este tipo de tecnología. Además, su utilización reduce al 80% las emisiones causantes del efecto invernadero, disminuye las emisiones de azufre, principal causa de la lluvia ácida, es biodegradable y duplica la vida útil de los motores por la óptima lubricidad que tiene, especialmente, el biodiesel.

Sin embargo, el inconveniente que suscita es que llegar a los niveles necesarios de producción entraña ciertos riesgos, porque para su elaboración se necesitan grandes extensiones de cultivos, utilizando recursos que deberían servir para producir alimento para la población, lo que provocaría un fuerte impacto en el precio de éstos y una crisis alimentaria que afectaría, sobre todo, a los países más desfavorecidos.

Como solución a este problema, están en fase de desarrollo los biocombustibles de segunda generación. Su principal ventaja es que no se extraen de vegetales destinados a la alimentación humana o animal, sino que consisten, principalmente, en la producción de bioetanol. También se pueden elaborar otros tipos de alcoholes, a partir de desechos obtenidos de la elaboración de otros productos o de desechos forestales o agrícolas. Las últimas novedades con respecto a la materia prima necesaria para los biocombustibles, son la utilización de algunos hongos y la experimentación con ingeniería genética, además de la llamada tercera generación de biocombustibles, que están basados en algas.

Al estar todas estas fuentes de biocombustibles, en fases iniciales de desarrollo, la propulsión de los vehículos mediante esta tecnología podrá ser útil en un futuro, pero no de momento.

Por lo tanto, la solución más viable y realista, para conseguir el cambio de paradigma que se pretende, parece ser el vehículo eléctrico. Esto lo demuestra el que la mayor parte de fabricantes de vehículos estén desarrollando y en proceso de introducir en el mercado algún vehículo de estas características.

Algunos de los problemas que plantea esta tecnología son que para la producción de electricidad, es necesario utilizar otras fuentes de energía, por lo tanto, existirá una dependencia. Además, algunos de los materiales utilizados en las baterías podrían agotarse a largo plazo, si éstas comienzan a producirse a gran escala. No obstante, sin duda, es la única tecnología cuya implantación a gran escala es económicamente posible en este momento, y se encuentra en una fase de conocimiento y desarrollo mucho más avanzada que las anteriormente mencionadas.

La principal ventaja de los vehículos eléctricos es que en su funcionamiento no emiten ningún tipo de residuo que afecte al medio ambiente. Eso sí, serán culpables de la parte de los gases de efecto invernadero correspondientes a la generación de energía eléctrica con la que son recargados. Esta será mayor o menor dependiendo del mix energético. Aunque, en la mayoría de los casos, estas emisiones se reducen, ya que la energía eléctrica no provendrá del carbón o del petróleo exclusivamente.

Por otro lado, los retos que supone la implantación del vehículo eléctrico son el desarrollo de la infraestructura necesaria para su abastecimiento y la menor autonomía de las baterías en comparación con el petróleo, aunque esta diferencia queda, en parte, compensada por el mayor rendimiento de los motores eléctricos.

En cuanto al abastecimiento energético, los vehículos eléctricos podrían jugar un papel importante a la hora de eliminar la fuerte dependencia que hay de las fuentes energéticas no renovables, que acabarán agotándose a largo plazo y cuyo precio es excesivamente inestable. En esta línea, el vehículo eléctrico podría proporcionar mejor utilización del mix energético de los países, y un mayor uso de las fuentes de energía primarias renovables, que es el sentido en el que la mayor parte de las políticas energéticas están avanzando.

Aun siendo a día de hoy la tecnología del vehículo eléctrico la más avanzada, previsiblemente, a medio y largo plazo, el resto completarán su desarrollo y serán económicamente viables, con lo que el parque automovilístico se compondrá de vehículos con diferentes tecnologías. Sin embargo, es bastante probable que la solución que se imponga en mayor medida, por ser la más apta, se base en los vehículos eléctricos, bien sean híbridos o puros. Por eso, se antoja necesario un análisis de cuál podría ser la forma en que esos vehículos se van a implementar en el sistema eléctrico y de los impactos que en él se producirán. A la par, esto conllevará un necesario cambio en la mentalidad de la sociedad, sin el cual el avance no sería posible.

Viendo el vehículo eléctrico como un elemento conectado al sistema eléctrico, habrá que destacar que éste no solo consumirá energía de la red eléctrica para recargar sus baterías, sino, que existe la posibilidad de que almacene y ceda energía al sistema cuando éste lo requiera. Esta característica de almacenamiento, sólo estará limitada por la capacidad de las baterías, la cantidad de vehículos

eléctricos en el sistema y las necesidades de uso del vehículo por parte de los propietarios.

Teniendo en cuenta estas propiedades, es necesario analizar cual será el impacto en las redes de reparto y distribución, cómo debe interactuar con ellas, cuales son las posibles estrategias de control y que nuevos elementos serán necesarios, tanto desde el punto de vista del consumidor como cómo desde el del transportista y el operador del sistema.

Es muy importante, definir las posibles estrategias de control y ver cómo afectarán éstas a la red, ya que una buena gestión podría propiciar un mayor uso de las fuentes primarias renovables, lo que repercutiría en la mejora de su rendimiento económico. Por ejemplo, sería interesante cargar los vehículos en horas valle cuando el consumo es bajo y sólo se está generando energía de base, mientras que mucha parte de la generación eólica está parada por falta de consumo. Igualmente, esto podría ayudar a la controlabilidad de la red ya que la curva de demanda no tendría tanta diferencia entre horas punta y horas valle. Además, la importancia de las estrategias de control también recae en la posibilidad, debido a la energía almacenada en los vehículos, de actuar en los mercados eléctricos, con la repercusión de que esto podría ayudar a abaratar los costes de esta tecnología.

En la nueva estructura de red planteada será necesario dotar a los vehículos eléctricos de ciertas características que los hagan válidos para una interacción continua con el sistema, el cual deberá, a su vez, proporcionar una gestión activa de la electricidad y una cierta facilidad para la transmisión de señales a los vehículos, para que los intercambios de energía se realicen exclusivamente cuando el sistema lo necesite.

Por último, un factor importante, es tantear cual es el número máximo de vehículos de este tipo que el sistema eléctrico actual puede soportar, teniendo en cuenta las posibles estrategias de control, e intentando definir la más favorable a tal efecto. Así se podrá conocer cual es el orden de magnitud de las necesidades de inversión requerida, y cuáles son las políticas a llevar a cabo para minimizar los costes derivados de la integración de vehículos eléctricos.

1.2. Objetivos del proyecto:

- Definir las posibles estrategias de control de recarga e integración a la red eléctrica de vehículos eléctricos (VE's), buscando cuales son las posibilidades que resultan más favorables para el sistema, en cuanto a la nueva curva de demanda que se generará y a la oportunidad de aumentar el rendimiento de uso de las fuentes de energía primarias renovables.
- Análisis comparativo de las diferentes estrategias propuestas para los casos de estudio, que consistirán en la integración paulatina de un número cada vez mayor de vehículos eléctricos y, en consonancia, de la forma más ajustada posible, con la situación actual del sistema y las expectativas reales del aumento de implantación de este tipo de vehículos en España.
- Estudio genérico del impacto en la red producido por la implantación del vehículo eléctrico, teniendo en cuenta las diferencias de éste, según la estrategia de control elegida.

- Determinación del número máximo de vehículos que se podrían integrar en la red sin peligro de colapso de la misma, y en la hipótesis de que no se realizará un aumento de la capacidad con respecto a la situación actual. Análisis de la estrategia más favorable para poder llevar a cabo una mayor integración de vehículos eléctricos.

1.3. Metodología

- Análisis de la documentación exhaustiva acerca de la situación actual y de los estudios realizados acerca del proyecto en desarrollo. Análisis y extracción de los datos de interés.
- Modelado de la red eléctrica, simulando un escenario que concuerde, en lo posible, aunque a una escala mucho menor, con la realidad en España.
- Formulación de diferentes casos de estudio de desarrollo del vehículo eléctrico, para poder observar las distintas situaciones que se pueden dar en el futuro.
- A partir de los casos de estudio, se realizarán diversos análisis de las diferentes estrategias de control propuestas y del impacto que sufrirá la red.

Para la implementación de la simulación de la red y la creación de los diferentes casos de estudio se ha utilizado el programa *DIGSILENT PowerFactory*, junto a otros como *Excel*, para el cálculo de datos, resultados y su posterior análisis.

2. Desarrollo del proyecto

2.1. Conocimiento actual de la integración del VE

En los últimos años los VE's están sufriendo un desarrollo tecnológico grande debido al interés que suscita la implantación de éstos en el sistema energético actual, en parte, por la posibilidad que ofrecen de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Pero tan importantes son las emisiones, como el mix energético necesario para abastecer la integración de los VE's, ya que si la energía que el mix genera debiese aumentar en exceso debido al consumo extra que supone la carga de los VE's, la ventaja que se obtiene con ellos desaparece. Por eso, muchos de los estudios realizados hasta el momento, tratan conjuntamente el tema de las emisiones y el impacto sobre la red que tendrá esta integración de los nuevos VE's [1-2]. En nuestro caso, el estudio que se ha llevado a cabo se va a centrar únicamente en el segundo aspecto.

Para comenzar, se explicarán algunos impactos específicos que afectan a la red debido a la inserción de VE's, éstos se enumeran a continuación: el desequilibrio de fases, las perturbaciones armónicas en la red, la degradación y fallo de los transformadores, y la rotura de interruptores y fusibles [3-5]:

- En relación al desequilibrio, se puede decir que cuando hay un porcentaje bajo de VE's cargando, el factor de diversidad es menor, lo que provoca un aumento del desequilibrio. Pero como se reduce la carga total, el desequilibrio de tensión se reduce manteniéndose dentro de los límites. Contrariamente, si el porcentaje de VE's cargando es alto, el factor de diversidad es grande y decrece el desequilibrio. Por eso, aunque es importante vigilar cualquier posible impacto en la red, tal y como se explica en [4], el desequilibrio de tensión se mantendrá dentro del rango para bastantes casos con condiciones diferentes.
- Las perturbaciones provienen de la necesidad de usar rectificadores y convertidores para cargar las baterías de los VE's. El uso de estos elementos de tipo no lineal provoca un aumento significativo de la distorsión de tensión y de los armónicos en la corriente en las redes de distribución. En [4] y [5] se puede observar como los armónicos afectan a la red y cuáles son los efectos perjudiciales de estos.
- Los efectos nocivos sobre los transformadores surgen de que éstos están diseñados con una capacidad de carga específica basada en los patrones de consumo típicos. Al integrar los VE's el patrón de demanda de energía cambiará y el sistema puede que no sea capaz de asimilar el nuevo modelo y nivel de demanda, produciendo la degradación de los transformadores. Aunque, cabe decir, que este impacto es más significativo individualmente en los transformadores que en el conjunto de la red. Como la carga de los VE's puede influir en la vida de un transformador se ejemplifica en [4].
- Finalmente, comentar como algunos artículos [4-5] señalan que la distorsión armónica puede afectar a la capacidad de los interruptores, debido al mayor diferencial de intensidad que ésta provoca y al

calentamiento que se produce. Es este calor generado el que también provoca problemas en los fusibles, aunque esto se puede solventar fácilmente aumentando la capacidad de éstos. Por otro lado, debido a la distorsión, se produce una desigual distribución de corriente. Estos factores afectarán a los fusibles en su comportamiento en estado estacionario y en la interrupción de sobrecorrientes.

2.2. El concepto de “Vehicle To Grid” o “V2G”

Se expone a continuación el concepto de “Vehicle To Grid” (V2G), que junto a un imprescindible cambio estructural del modo de funcionamiento de la red eléctrica, harán que la integración masiva de VE’s sea posible y beneficiosa para el sistema.

El concepto consiste en posibilitar una relación bidireccional en los flujos entre la red y los coches, es decir, los VE’s no sólo consumirán energía de la red para recargar sus baterías, sino que también serán capaces de almacenar esa energía y cederla al sistema cuando éste lo requiera. Si, además, se consigue que su demanda se produzca en momentos convenientes para el sistema, se tendrá, que como cargas que son, puedan nivelar la curva de demanda consumiendo en momentos de baja demanda o exceso de generación, lo cual permitiría una mejor penetración de energías renovables como la solar o la eólica [6].

Los VE’s se agruparán, y para esto será necesaria una entidad que los englobe, de forma que sus baterías se vean como un único sistema de almacenamiento o, visto de otro modo, generación distribuida, con la ventaja que además esto implica, de que estén situados cercanos y alrededor de los centros de consumo. Esta generación distribuida es positiva para la red, ya que la hace más estable, segura y resistente, al procurar servicios auxiliares como la regulación de frecuencia o la reserva rodante, y generará una mayor capacidad cuando se demande energía de pico en el sistema de distribución.

La prestación de los servicios auxiliares generará un beneficio económico que reducirá el coste que para los propietarios supone la tecnología del VE, ya que se podrán vender en los diferentes mercados. Por eso será relevante a la hora de definir estrategias, en que servicios encajar esta energía almacenada, puesto, que, por ejemplo, los servicios auxiliares de regulación tienen mayor valor en el mercado, que suministrar energía de pico. En el artículo [7] se comentan algunos modelos de negocio, en los que se ejemplifica cómo estos podrían entrar en el mercado eléctrico.

2.3. Descripción de la red

Para la descripción de la red eléctrica que se va a utilizar como red de base en las simulaciones, se empezará comentando la división que, en *DIgSILENT PowerFactory*, se ha hecho en dos diagramas:

- Red de transmisión o transporte a tensión 110kV, en la Figura 1.
- Red de distribución de 20kV, en la Figura 2.

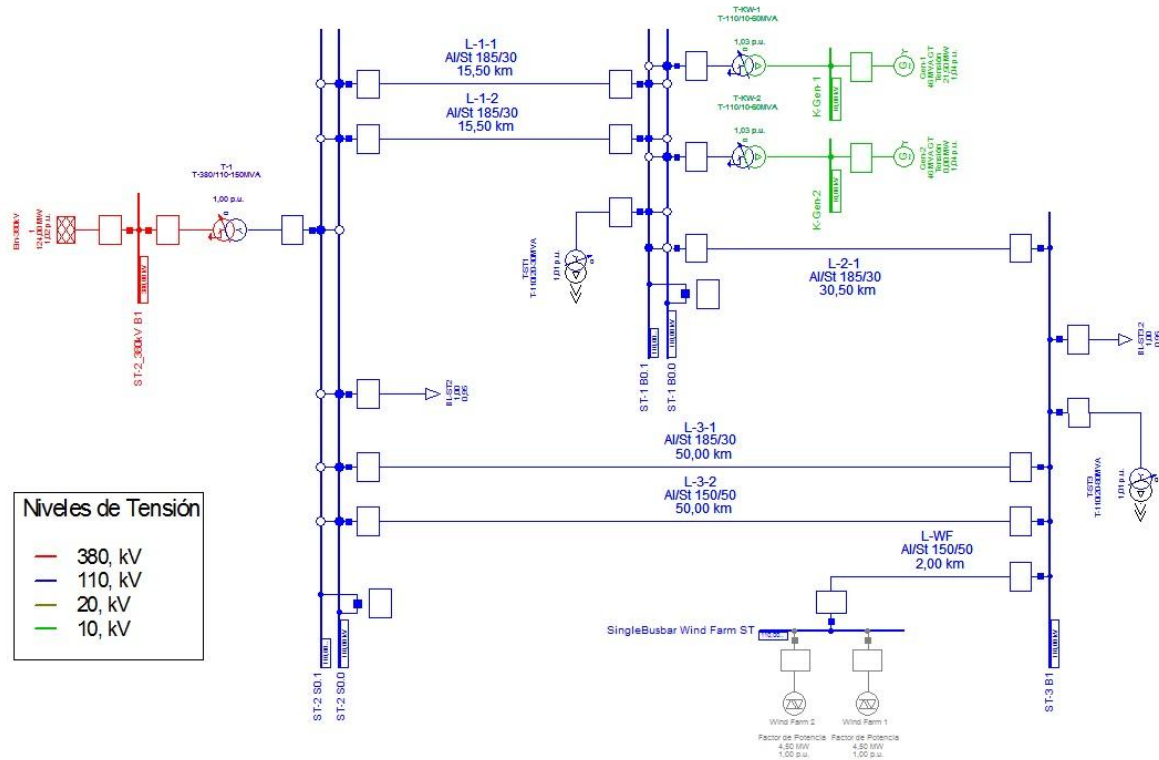


Figura 1: Red de transmisión o transporte 110kV

Como se puede ver en el diagrama de la Figura 1, ambas redes están interconectadas en dos puntos diferentes mediante sendos transformadores trifásicos. El primero de ellos, el T-ST1, con una potencia nominal de 30 MVA, conecta el doble embarrado de la subestación ST-1, en el que entran varias líneas de la red de 110 KV, al doble embarrado de la subestación ST-4, de donde salen algunas líneas de la red de 20 kV. El otro transformador, el T-ST3, tiene una potencia nominal de 80 MVA, y conecta el embarrado simple de la subestación ST-3, en el que entran el resto de las líneas de la red de 110 kV con el embarrado doble de la subestación ST-5, de donde salen varias líneas de la red de 20 kV.

Para ver de donde proviene la potencia que demanda el caso de estudio se empezará describiendo la red de la Figura 1, donde podemos ver que está conectada a una red externa de 380 kV, que pasará por una subestación de transformación para poder alimentar la red de transporte de 110 kV. Esta subestación constará de un transformador trifásico, el T-1, con una relación de transformación de 380/110 kV y una potencia nominal de 150 MVA, que conectará

el embarrado simple al que se conecta la red externa de 380 kV con un embarrado doble en la parte de baja tensión del que salen diferentes líneas de 110 kV.

Por otro lado, el resto de la potencia provendrá de dos centros de generación provistos de generadores síncronos que proveerán una potencia aparente nominal de 46 MVA cada uno. Ambos llevarán a cabo control de tensión. Los centros de generación, se conectarán a la red de reparto mediante una estación elevadora que aumentará la tensión desde el valor de generación de 10 kV hasta el valor de tensión de la red de reparto. La estación tendrá dos transformadores trifásicos, T-KW-1 y T-KW-2, de potencia nominal 60 MVA y que conectarán los generadores al doble embarrado de 110 kV de la subestación ST-1.

El resto de los elementos que se pueden observar en el diagrama de la Figura 1, son dos líneas de alta tensión, L-1-1 y L-1-2, de 15,5 km que unirán la subestación de transformación ST-2 con la subestación ST-1, la cual es un punto de interconexión entre las redes de transmisión y distribución de media tensión, y de la que también sale una línea de alta tensión, L-2-1, de 30,5 km que va a la subestación ST-3. De la subestación ST-2 salen otras dos líneas de alta tensión, L-3-1 y L-3-2, de 50 km, que llegan, a su vez, a la subestación ST-3.

De las subestaciones ST-2 y ST-3 cuelgan en la red de 110 kV dos cargas idénticas de potencia 1 MW y factor de potencia 0,95 ind.

Finalmente, comentar que en el diagrama de la Figura 1, también aparecen dos granjas eólicas conectadas mediante una línea a la subestación ST-3, pero que se mantendrán fuera de servicio para que la variación de la producción y de tensión que puedan producir no afecten al análisis de los casos de estudio.

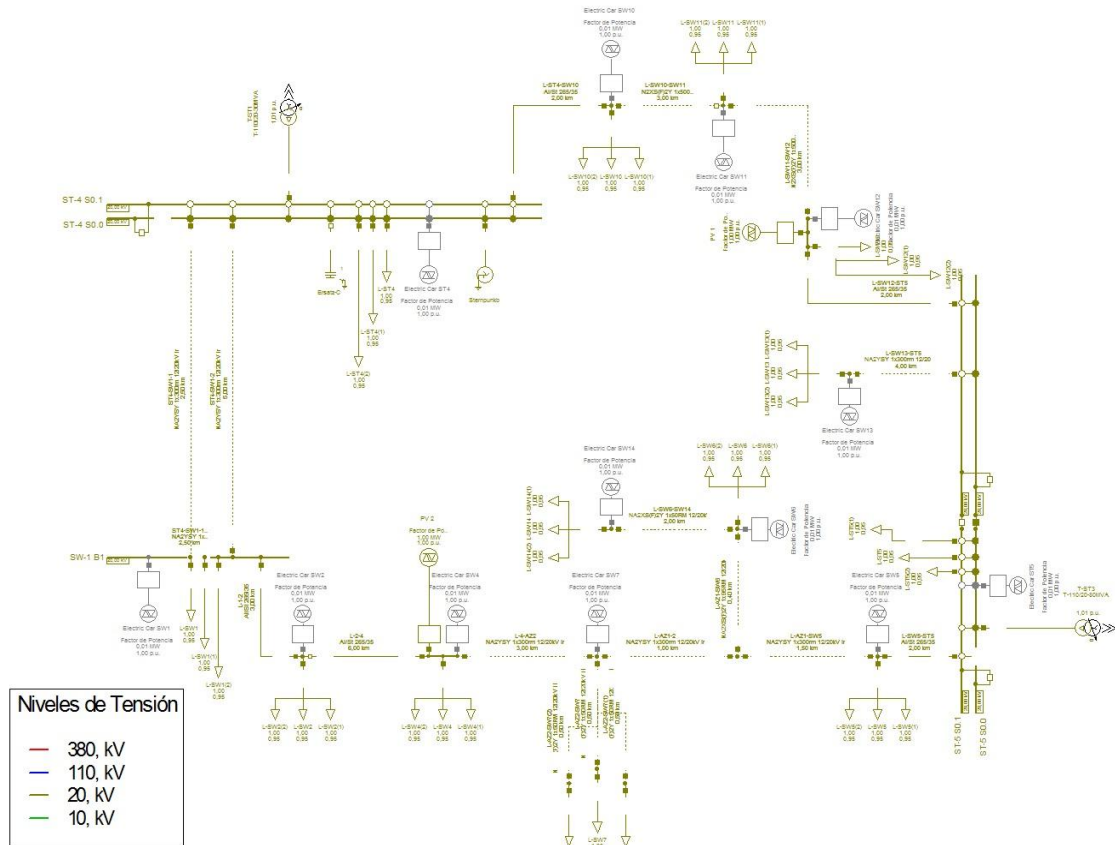


Figura 2: Red de distribución de media tensión (20kV)

En el diagrama de la Figura 2 se puede observar la red de distribución de media tensión de 20 kV, que, como se comentó anteriormente, está alimentada por la red de 110 kV en dos puntos. Esta red tiene forma mallada o de anillo, aunque se opera de forma radial, como dos redes con topología radial independientes, energizadas por distintos alimentadores. En la Figura 3, se puede diferenciar el área roja, alimentada por la energía procedente del transformador T-ST1, y el área verde, que está alimentada por la energía procedente del transformador T-ST3. Para ambas zonas, el consumo de las cargas y el número de VE's que se van a ir implementando es proporcional a la potencia de los transformadores que las alimentan.

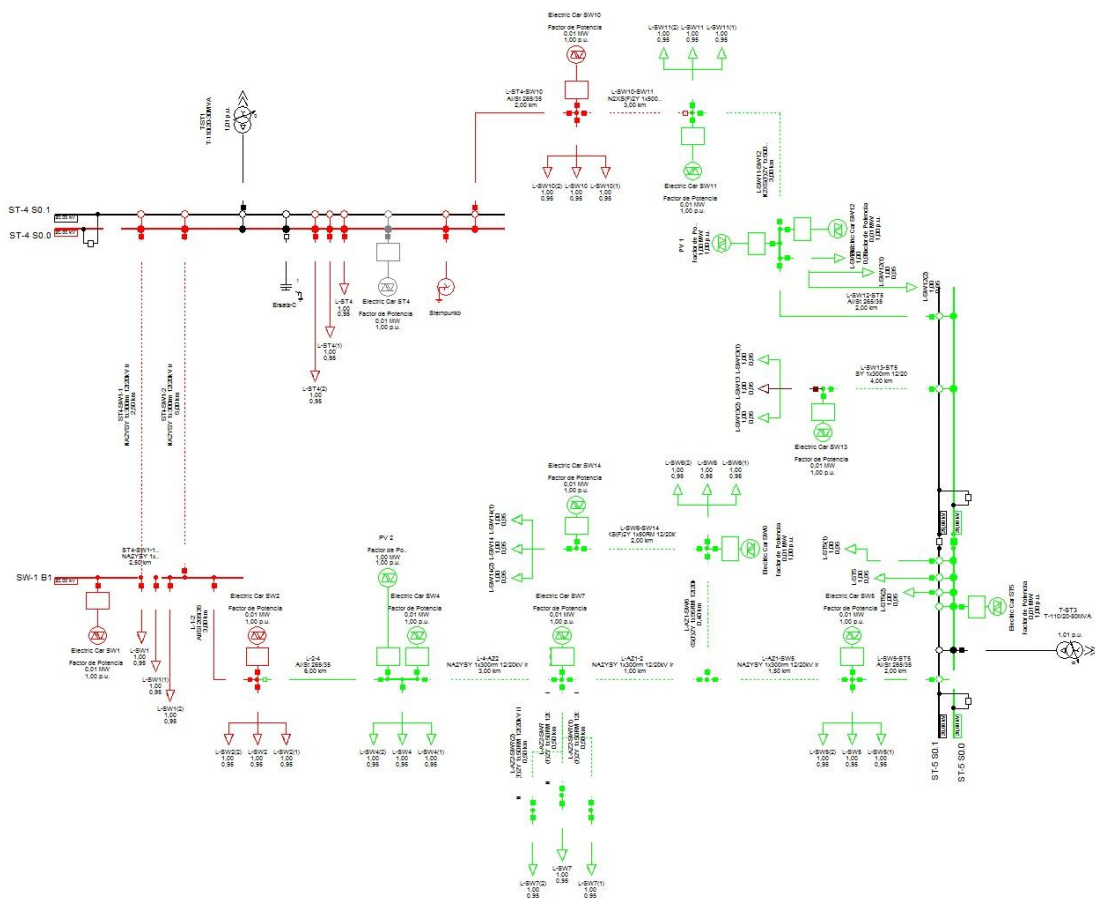


Figura 3: Operación de la red de distribución mallada de forma radial.

La red consta de 40,4 km de líneas a lo largo de los cuales se distribuyen las diferentes cargas del sistema.

El caso base tiene una potencia demandada total de 13 MW.

Una parte de las cargas serán los VE's, que para el caso base permanecerán fuera de servicio, por lo que no tendrán ningún efecto sobre la red. Para los casos en los que existan VE's integrados, estas cargas modelarán una serie de vehículos que se conectarán a la red en un mismo punto para actuar como una única fuente de consumo. Estas cargas se han modelado como generadores estáticos, ya que se está

teniendo en cuenta la tecnología V2G, en la que los vehículos pueden ceder energía a la red cuando éstos están cargados y el propietario no los va a usar. Para el estudio, lo más relevante es la forma en que van a consumir. Para ello, según las diferentes estrategias de carga que se van a proponer, se han definido características de carga que establecen el nivel de consumo eléctrico de los VE's conectados a la red a lo largo de 24 horas.

La otra parte de las cargas también se tratarán como centros de consumo que se conectan a la red en un único punto, pero que simularán, por ejemplo, una pequeña zona de una ciudad en la que se pueden encontrar edificios de viviendas, comercios o algún tipo de industria. A tal efecto, cada uno de estos consumos se ha dividido en 3 tipos diferentes, lo que supone 3 cargas diferentes conectadas al mismo punto de la red, cuyos perfiles de carga corresponderán a consumos industriales, comerciales o residenciales.

Para acercar más a la realidad el estudio, que es de lo que se trata, esta demanda desglosada se ha obtenido basándose en la curva real de demanda en España de la forma que se explicará a continuación.

2.4. Descripción de los modelos de cargas

En la Figura 4, obtenida de [8], se puede ver la gráfica de como varía en cada hora la demanda típica de electricidad a lo largo de un día laborable de invierno en España y las cantidades de ese consumo que corresponden, respectivamente, a los diferentes sectores: residencial, servicios e industrial.

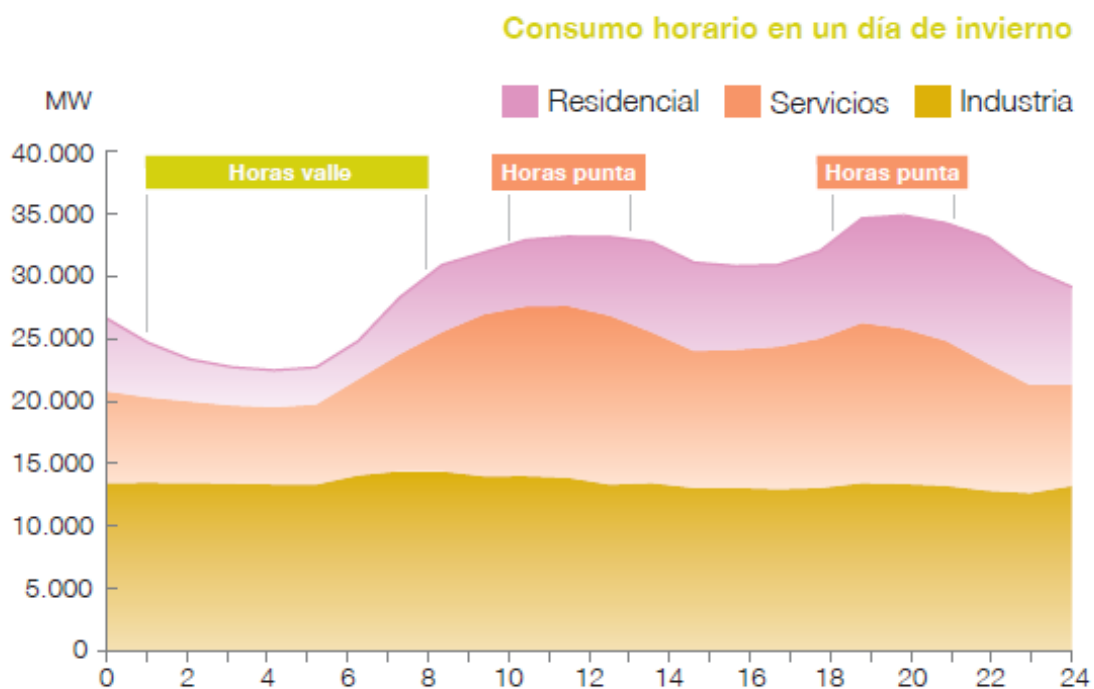


Figura 4: Consumo residencial, servicios e industria en un día de invierno en España.

A partir de los datos de esta gráfica se ha compuesto una tabla (Tabla 1) en la que se expresa para cada hora el porcentaje de electricidad demandado por cada sector.

De esta forma, se puede implementar en las simulaciones una situación lo más parecida posible a la realidad española.

Para llevar esto a cabo, en cada punto del escenario donde hay una carga, se ha dividido en tres cargas diferentes (residencial, servicios e industrial) y se han configurado siguiendo el patrón de consumo horario que nos indican los porcentajes de la Tabla 1, obtenido del desglose de potencias consumidas por cada sector, del gráfico de la Figura 4.

	Demanda Eléctrica en Invierno (España)					
Hora	Industrial		Comercial		Residencial	
	MW	%	MW	%	MW	%
0	13500	38.57%	7000	20.00%	6000	17.14%
1	13500	38.57%	7000	20.00%	5000	14.29%
2	13500	38.57%	6500	18.57%	3500	10.00%
3	13500	38.57%	6250	17.86%	3250	9.29%
4	13500	38.57%	6000	17.14%	3250	9.29%
5	13500	38.57%	6250	17.86%	3000	8.57%
6	14000	40.00%	7500	21.43%	3250	9.29%
7	14500	41.43%	9000	25.71%	4250	12.14%
8	14500	41.43%	11000	31.43%	5250	15.00%
9	14000	40.00%	12750	36.43%	5250	15.00%
10	14000	40.00%	13500	38.57%	5500	15.71%
11	14000	40.00%	13750	39.29%	5750	16.43%
12	13750	39.29%	13500	38.57%	6250	17.86%
13	13500	38.57%	12750	36.43%	7000	20.00%
14	13500	38.57%	11250	32.14%	7500	21.43%
15	13250	37.86%	11000	31.43%	7000	20.00%
16	13250	37.86%	11250	32.14%	6750	19.29%
17	13000	37.14%	11750	33.57%	6750	19.29%
18	13250	37.86%	12250	35.00%	7750	22.14%
19	13500	38.57%	12750	36.43%	8750	25.00%
20	13500	38.57%	12000	34.29%	9500	27.14%
21	13000	37.14%	11500	32.86%	9750	27.86%
22	13000	37.14%	10000	28.57%	10000	28.57%
23	12750	36.43%	8750	25.00%	9250	26.43%
24	13000	37.14%	8500	24.29%	8000	22.86%

Tabla 1: Demanda eléctrica, reparto por tipo de consumo.

2.5. Descripción de los modelos de plantas fotovoltaicas

En la red de 20 kV encontramos conectadas dos plantas fotovoltaicas de potencia aparente nominal 1 MVA cada una. Su potencia está modelada siguiendo una curva característica en forma de campana que ofrecerá un mayor aporte de potencia en las horas centrales del día, llegando a su máximo en la hora 13, tal y como podría funcionar, en la realidad, una planta fotovoltaica. Esta característica se puede ver en la Figura 5.

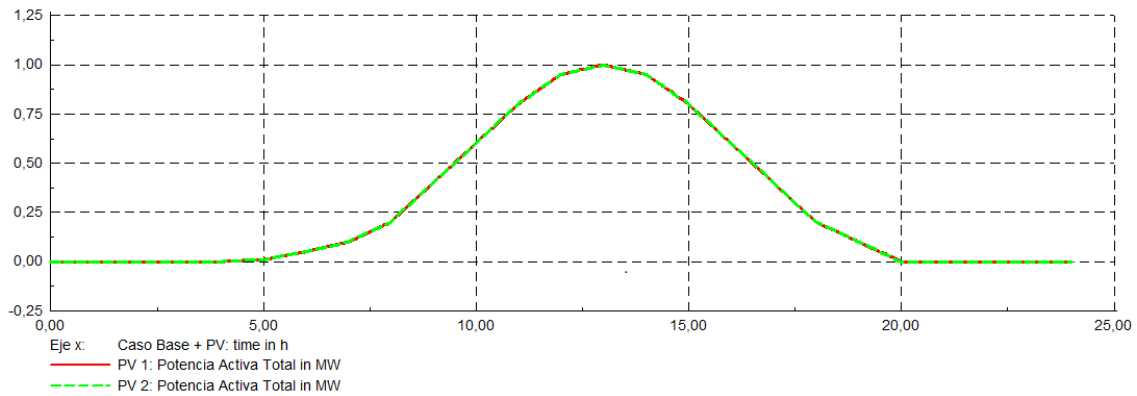


Figura 5: Potencia activa producida por las plantas fotovoltaicas PV1 (en rojo) y PV2 (en verde).

2.6. Descripción de los modelos de VE's.

Para la caracterización de los modelos de VE's en los casos de estudio, se tendrá en cuenta que no todos ellos tendrán la misma potencia de carga. Para acercarse más al escenario a un entorno real semiurbano, como el que se trata de simular, se definirán dos tipos de vehículos:

- Los vehículos particulares, donde se encuadran el tipo de vehículos que una familia utiliza para su uso privado.
- Los vehículos de flota, que consisten en vehículos de mayor tamaño (tipo furgonetas o microbuses) y que, por tanto, consumirán más, utilizados para trabajar o en el transporte público.

De diferentes datos aportados por fabricantes en [10], se puede dar como válido que la potencia de carga para los vehículos particulares será de aproximadamente 0,01 MW, mientras que los de flota consumirán una potencia de unos 0,015 MW.

Cabe decir que, en un principio, la mayor parte de los vehículos serán de flota, casi el 90% [11], ya que la implantación de VE's en el entorno particular es más complicada. Con el paso de los años este porcentaje irá disminuyendo, aunque, siempre siendo mayor el número de VE's en flotas que pertenecientes a particulares, debido a que por su tipo de uso es más fácil rentabilizarlos.

2.7. Descripción de las estrategias de integración de VE's.

Una de las cosas que más nos interesan, de cara a los casos de estudio y a como va a afectar a la red la introducción de vehículos eléctricos, son las posibles

estrategias de recarga de los mismos, ya que éstas marcarán como va a ser la nueva curva de demanda que genere su introducción a la red.

Los tres diferentes enfoques, respecto a la estrategia de recarga, que se van a utilizar para analizar los casos de estudio son los siguientes: recarga aleatoria, política de recarga de doble tarifa y recarga inteligente [9]. A continuación se describen los tres tipos de estrategia implementados y estudiados en este proyecto.

2.7.1. Recarga aleatoria.

La recarga aleatoria consiste en que cada VE puede ser conectado a la red para la recarga de su batería cuando el propietario lo estime oportuno. Lo cual, se puede interpretar como que, en realidad, no es una estrategia, ya que no existe ningún tipo de control en la carga de las baterías de los VE's. Sin embargo, el análisis de este modo de recarga será útil para compararlo con las otras dos, de las que, lógicamente, se esperan obtener mejores resultados.

A la hora de implementar en *DigSILENT Powerfactory* el perfil de carga de los VE's y al poder recargar en cualquier momento, lo habitual será que el consumo sea bajo a lo largo de la jornada laboral y se dispare por la tarde-noche cuando la gente vuelve a sus casas, siendo prácticamente nulo durante la madrugada, ya que para esas horas ya se habrán cargado la mayoría de los VE's. El perfil de carga para la recarga aleatoria se puede observar en la Figura 6.

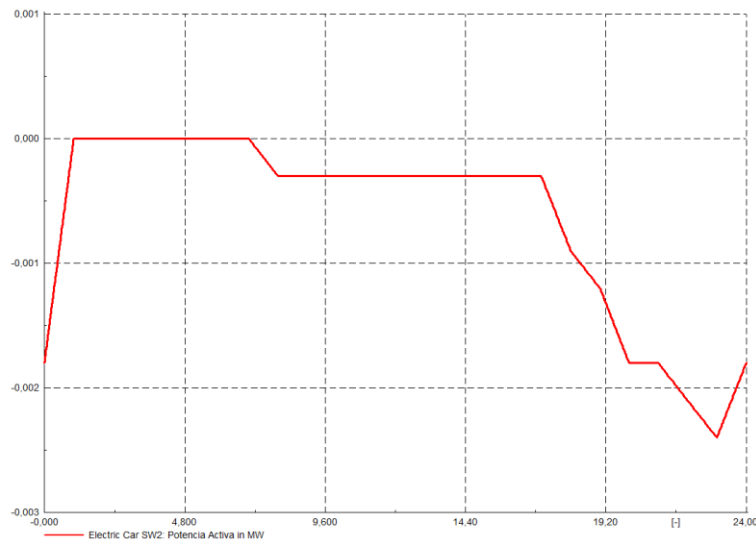


Figura 6: Perfil de recarga en MW de VE's definido como "aleatoria". Ejemplo de un vehículo de flota (15kW).

2.7.2. Recarga de doble tarifa.

La política de recarga de doble tarifa define una estrategia basada en que el precio de la energía no será el mismo a todas las horas de día, sino que habrá periodos, habitualmente las horas valle, en que ésta será más barata, con el consecuente beneficio económico, y se aprovechará para recargar los VE's. Cabe reseñar, que desde el punto de vista energético, esta estrategia puede ser útil para conseguir una curva de la demanda más plana, lo que sería positivo para la red.

Implementándolo en *DigSILENT PowerFactory*, lo que obtendremos es un perfil de carga de los VE's en el que la mayor parte de las recargas se concentrarán en las horas en las que la demanda es menor y la energía más barata. Es inevitable, que aun con la doble tarifa, algunos usuarios recarguen su vehículo durante el día, y más a la hora a la que la gente, usualmente, vuelve a su casa por la tarde. Aunque la curva de carga no se disparará hasta que no comience el horario en el que el consumo eléctrico baja su precio. El perfil de carga propuesto para esta estrategia es el de la Figura 7.

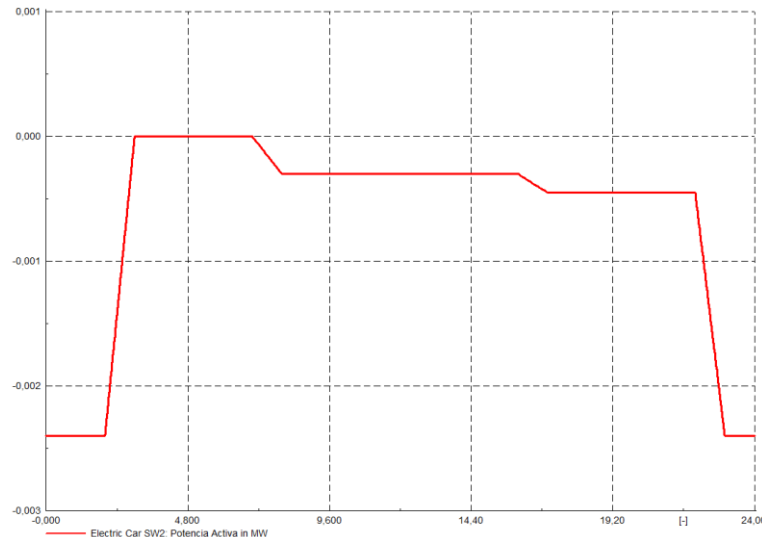


Figura 7: Perfil de recarga de MW de VE's definido como doble tarifa. Ejemplo de un vehículo de flota (15kW).

2.7.3. Recarga inteligente.

Finalmente, la recarga inteligente proporcionará una gestión activa de las recargas de vehículos en concordancia con las necesidades de la red. Con esta estrategia los VE's no se comenzarán a cargar cuando sean conectados a la red, sino cuando ésta crea que es el mejor momento, siempre, claro, de acuerdo a las necesidades de uso que cada propietario tenga del VE. Así mismo, al existir una relación bidireccional en los flujos entre la red y los VE's, y estar continuamente monitorizados todos los elementos del sistema, los VE's no sólo consumirán energía, también podrían ser capaces de cederla a la red cuando ésta lo requiera.

La forma de implementar el perfil de carga en *DigSILENT PowerFactory* es algo más compleja que en los casos anteriores. Se ha obtenido de [9], donde mediante un proceso de optimización se ha obtenido el diagrama de carga más favorable. Este perfil determinará que el grueso de las recargas se producirán en las horas en el que el valle es mayor, durante la madrugada. La carga será baja durante el resto del día y, prácticamente, nula en las horas pico en las que la demanda es máxima. El perfil de carga para la recarga inteligente se puede observar en la Figura 8.

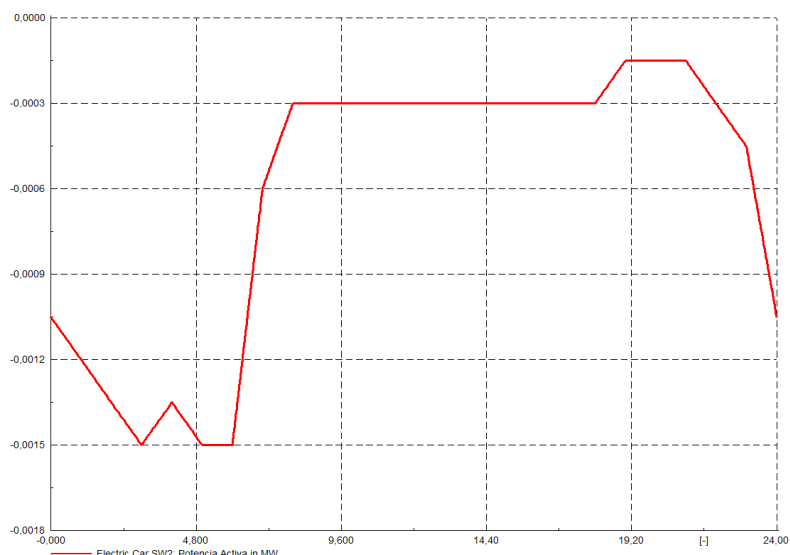


Figura 8: Perfil de recarga en MW de VE's definido como "recarga inteligente". Ejemplo de un vehículo de flota (15kW).

2.8. Descripción de los casos de estudio

Como casos de estudio se proponen doce simulaciones que tratarán de asemejar lo más posible la realidad en España en los años 2012, 2014 y 2020. Se estudiará un caso límite en el que la red ya no sea capaz, debido a las posibles contingencias en algunos de sus puntos, de albergar la integración de más VE's. Para cada uno de estos años y para el caso límite de integración, se analizarán las 3 posibles estrategias de control de recarga de VE's expuestas en el apartado anterior.

También se simulará, para tomarlo como referencia o caso base, un escenario en el que no existan VE's implantados.

2.8.1. Casos de Estudio 2012, 2014 y 2020

En cada año se integra una cantidad de vehículos eléctricos constante y se estudia el impacto de las tres estrategias de carga.

En cada escenario, se definen los perfiles de carga y de vehículos eléctricos según definidos en los apartados anteriores, sobre 24 horas. Se realiza un flujo de cargas para cada hora. Para ello, se ha utilizado un programa de automatización de tareas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language) que, ejecutado en el programa *DIgSILENT PowerFactory* permite realizar de forma automática 24 flujos de carga, uno para cada hora del día, y visualizar resultados gráficamente para estudiar la variación de parámetros importantes respecto a la integración de los vehículos en la red como las cargas, las líneas, los transformadores, etc.

Para definir el número de vehículos en cada año de nuestros escenarios de planificación, se ha llevado a cabo un cálculo aproximado de la cantidad de vehículos que se integrarán paulatinamente a la red de la forma que se explica a continuación y partiendo de la base de que el gasto medio de electricidad en una vivienda en España es de 15'75 kW.

Como en el escenario de operación en el que se ha trabajado, la potencia generada para el caso base es de 13 MW, que es lo que demandan las cargas del sistema y,

según los datos de la Tabla 1, las medias de consumo para los diferentes sectores industrial, comercial y residencial, son respectivamente del 46'1%, 33'3% y 20'6% sobre la potencia total. Se tendrá, según esos porcentajes, que el consumo residencial en el escenario de la simulación será de 2,68 MW, que dividido entre el consumo medio de una vivienda (15'75 kW) nos da un valor de, aproximadamente, 470 viviendas para nuestro escenario. En la Tabla 2, que explica el crecimiento de la cantidad de VE's implantados, vamos a mantener constantes a lo largo del tiempo tanto el número de viviendas en España como el número de viviendas en nuestro escenario.

Con respecto al número de vehículos y observando los datos de [12], en 2012 existirán en España unos 32 millones de vehículos en total, tanto eléctricos, como de motor de combustión. Como estimación obtenida a partir de [13], se supone un crecimiento anual del parque automovilístico español del 1,5% del 2012 al 2016 y del 1% en los años siguientes.

Con esto, y comparando el número de viviendas que hay en España y en nuestro escenario base, se puede obtener el número total de vehículos que habrá cada año en nuestro escenario.

La obtención del porcentaje de vehículos eléctricos sobre el total para los años 2012 y 2014, se basa en el documento [11]. En la Figura 9 se puede ver el número de VE's que el documento [11] prevé que existan en los años 2012 y 2014, así, como el número de éstos que pertenecerán a flotas o a particulares. Para el año 2020 no hay previsiones tan concretas, pero algunas fuentes consultadas [14] estiman que la cantidad de VE's a la que se debería llegar para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ rondaría el 20% sobre el total. No obstante, y aunque se mantendrá este dato para el estudio de los casos, en otros artículos [15] se ponen en entredicho estas ambiciosas expectativas.

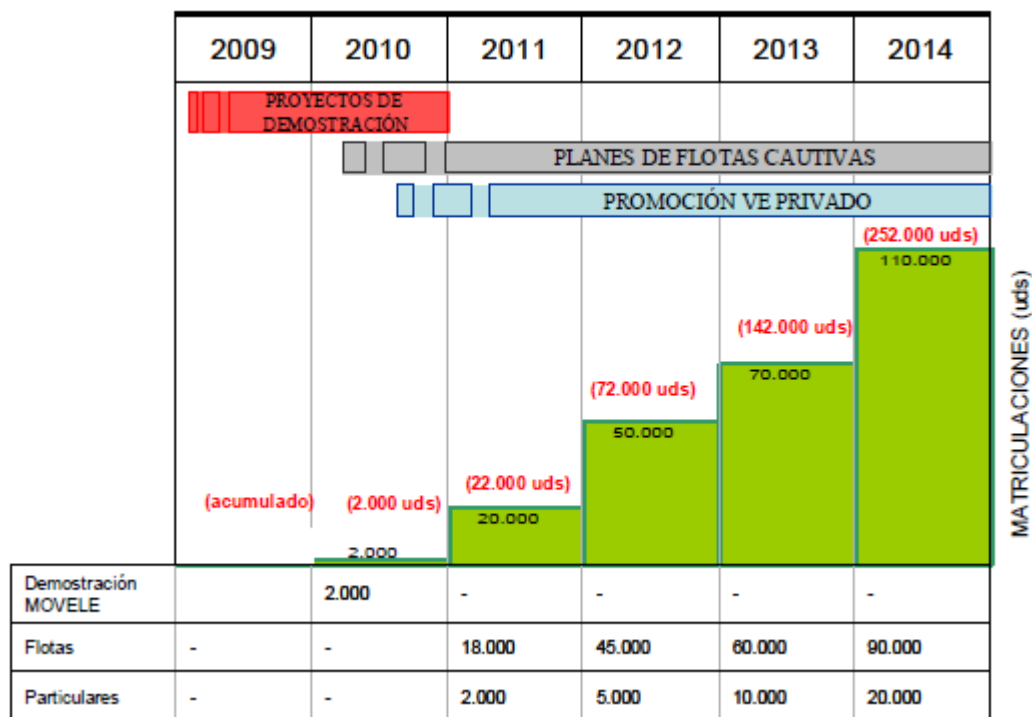


Figura 9: Número de vehículos esperados hasta 2014 [11].

Con estos datos, se puede completar la Tabla 2. El número de vehículos en el escenario depende de la proporción real entre viviendas y vehículos en España. El porcentaje de vehículos de flota y de particulares para los años 2012 y 2014 se puede obtener de las cifras sobre el número de vehículos de cada tipo que aparecen en [11], mientras que para el 2020 se ha estimado la proporción que aparece en la Tabla 2, en base a la evolución de los años anteriores. Por último, la potencia consumida por los VE's se ha hallado teniendo en cuenta que los vehículos de flota tendrán un consumo mayor (15 kW) que los vehículos de particulares (10 kW).

	2012			2014			2020		
Nº de viviendas en España	15000000			15000000			15000000		
Nº de viviendas en el Escenario	470			470			470		
Nº total de vehículos en España	32000000			33000000			35400000		
Previsión total del nº de VE's en España	72000			252000			7080000		
% VE's	0,22%			0,76%			20%		
Nº de vehículos en el Escenario	1003			1034			1110		
Previsión del nº de VE's en el Escenario	3	VE's particulares	0 (11,1%)	8	VE's particulares	1 (15%)	222	VE's particulares	56 (25%)
		VE's de flota	3 (88,9%)		VE's de flota	7 (85%)		VE's de flota	166 (75%)
Potencia nominal por VE's (kW)	45 kW			115 kW			3050 kW		
% de Pot. en VE's sobre la Ptotal	0.35%			0.88%			19.00%		

Tabla 2: Definición de escenarios de operación para planificación de la integración de VE's en la red de base.

2.8.2. Casos de Estudio Cálculo de Límite de integración de VE's en la Red

Para la última simulación, se calculará el número máximo de vehículos que se puede integrar en la red.

Para ello, se ha realizado un programa de automatización de tareas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language) que, ejecutado en el programa *DIgSILENT PowerFactory* permite hallar el número de vehículos máximos que la red planteada es capaz de soportar. Para este caso no se va a tener en cuenta la carga total de la red y se va a obviar que con el paso del tiempo, a la par que se prevé la integración de un mayor número de VE's en la red, también se producirá, debido a nuestro estilo de vida y al modelo eléctrico unido a este, un aumento paulatino del consumo global de energía eléctrica. En cualquier caso, esto no es tan importante para el estudio, ya que de lo que se trata es de considerar las limitaciones que pueda imponer en un futuro la red de distribución.

3. Simulaciones y análisis de resultados

Se describe en este apartado la metodología que se ha seguido para evaluar cual será el impacto de la integración de VE's en la red.

3.1. Cálculo de los escenarios 2012, 2014 y 2020

Para cada caso de estudio y tipo de estrategia de control de recarga se ha realizado el cálculo de 24 flujos de carga, uno cada hora, simulando un día completo. De esta forma se han podido obtener datos del sistema cada hora y, así, poder graficar diferentes parámetros que serán de interés en el momento de realizar el análisis. A su vez se recaban datos totales de lo que ocurre en el escenario, como la entrada de energía desde la red externa, la generación, la carga o las pérdidas de carga, todos ellos en MWh.

Esto se ha podido llevar a cabo gracias a la ejecución de un programa en *DIgSILENT PowerFactory* creado a tal efecto. A medida que el programa va ejecutando el cálculo de los 24 flujos de carga, va acumulando los resultados del conjunto de variables que es interesante conocer y que estarán definidas en una subrutina. La subrutina tiene en cuenta si se desean hacer cálculos de flujos de cargas equilibrados, desequilibrados, etc.

Las variables de resultados que se van a graficar y analizar van a ser:

- La carga de las líneas.
- La carga de los transformadores
- Los niveles de tensión de los nodos.
- La curva de carga total del sistema.

3.1.1. Carga de líneas y transformadores

Como existen gran cantidad de líneas en la red, sólo se van a elegir algunas de ellas para el análisis. Para la elección se ha utilizado el mismo programa que se ha utilizado para buscar el límite máximo de integración de VE's:

- El programa itera aumentando el número de vehículos en la red.
- A cada iteración, ejecuta 24 flujos de cargas y muestra en la pantalla de salida las restricciones o límites sobrepasados y los números de vehículos eléctricos conectados a red.
- El programa sigue iterando y listando en pantalla de salida los límites sobrepasados: líneas sobrecargadas, tensiones fuera de límite.
- Las tres primeras líneas que presentan problemas de sobrecarga se eligen para el análisis: L-AZ1-SW6, L-AZ1-SW5 y L-SW5-ST5.

En el Anexo I se puede ver en que número de iteración y para que nivel de implantación de VE's aparecen, por primera vez, contingencias en estas líneas. Todas ellas están en el área de la red de distribución de media tensión (20 kV) alimentada por el transformador T-ST3 y cercanas a él. Este transformador es el de

mayor potencia y el que suministrará más energía a la red de 20 kV, por lo que por estas líneas fluirá la mayoría de la potencia demanda en ese área de la red.

También se ha elegido para el estudio la línea ST4-SW1-1, como muestra de lo que sucederá en el otro área de la red de distribución, alimentada por el transformador T-ST1, aunque el nivel de carga de esta línea siempre estará bastante por debajo del de las tres primeras.

A continuación se muestran las gráficas del nivel de carga en tanto por ciento, durante una jornada completa, de cada una de las líneas que se han comentado anteriormente y para cada caso de estudio planteado.

Recarga aleatoria

En la Figura 10, Figura 11, Figura 12 y Figura 13 se pueden ver las gráficas relativas a la estrategia de recarga aleatoria.

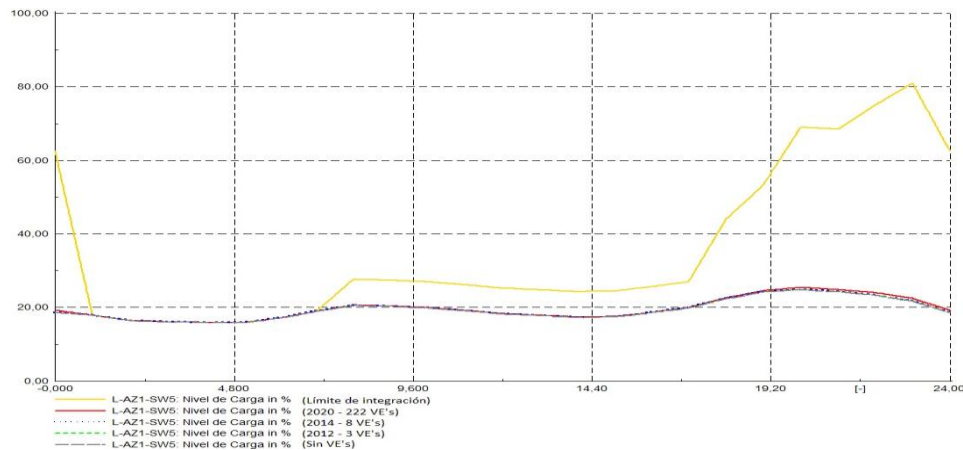


Figura 10: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW5 para recarga aleatoria.

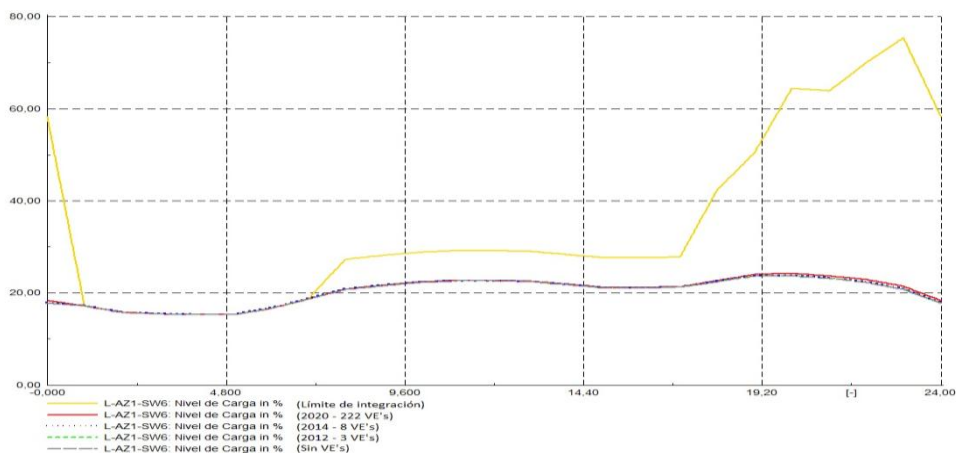


Figura 11: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW6 para recarga aleatoria.



Figura 12: Nivel de carga de la línea L-SW5-ST5 para recarga aleatoria.

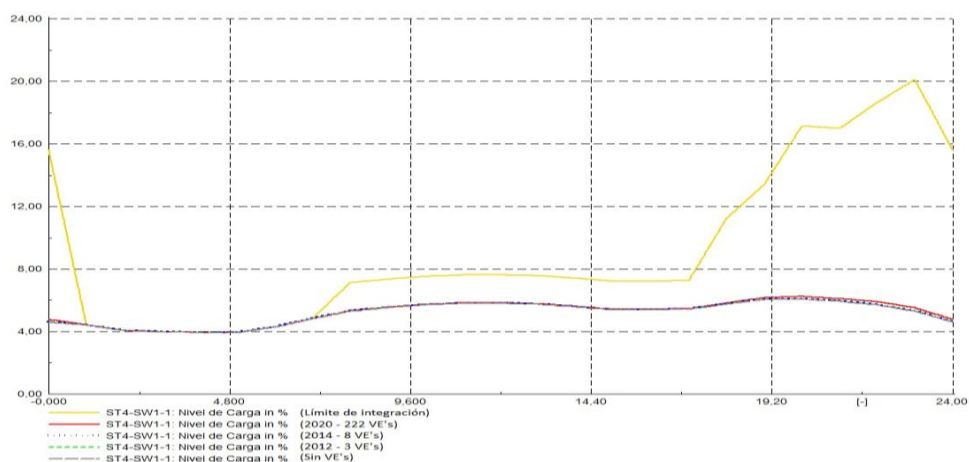


Figura 13: Nivel de carga de la línea ST4-SW1-1 para recarga aleatoria.

Recarga de doble tarifa

En la Figura 14, Figura 15, Figura 16 y Figura 17, se pueden observar las gráficas de los niveles de carga en las líneas de estudio, relativas a la política de recarga de doble tarifa.

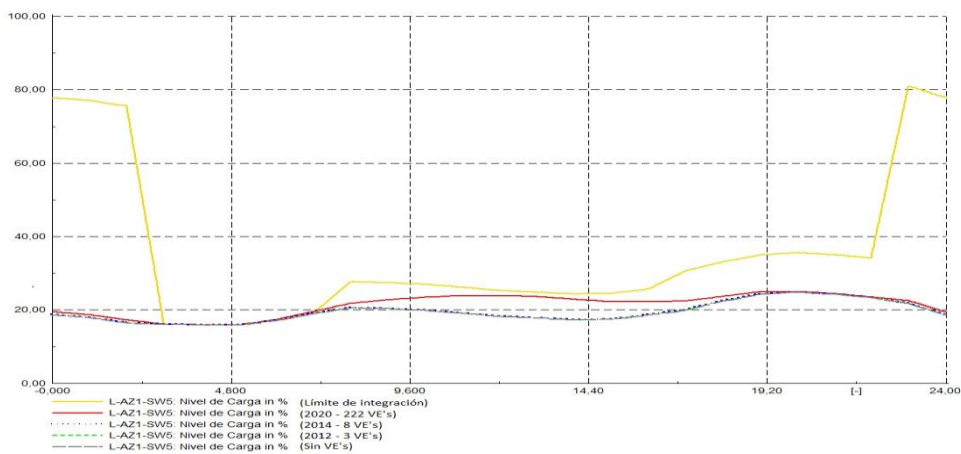


Figura 14: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW5 para la política de recarga de doble tarifa.

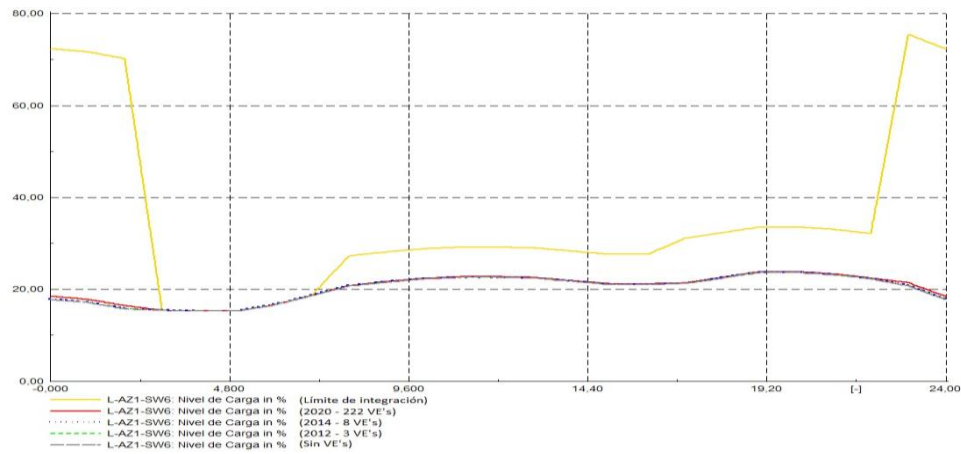


Figura 15: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW6 para la política de recarga de doble tarifa.

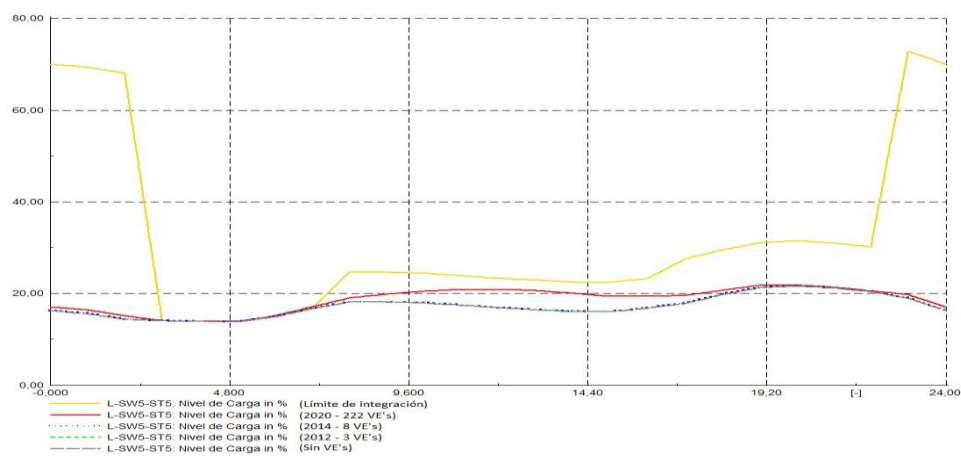


Figura 16: Nivel de carga de la línea L-SW5-ST5 para la política de recarga de doble tarifa.

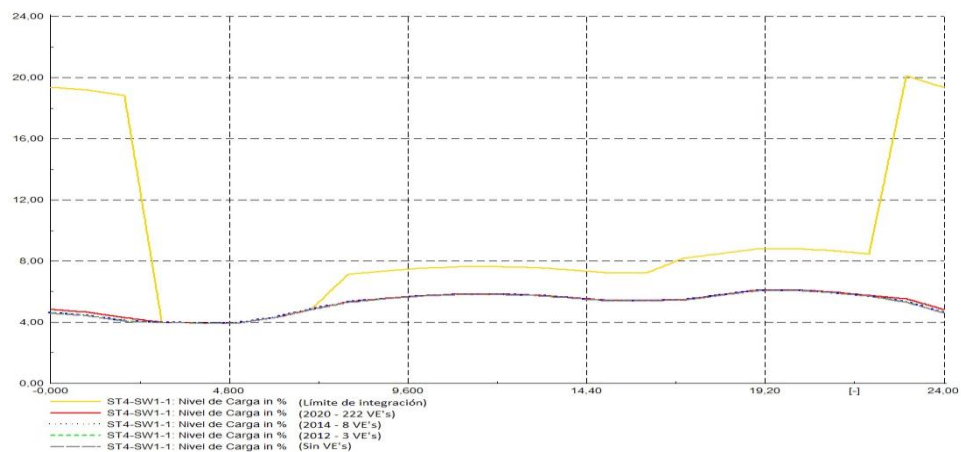


Figura 17: Nivel de carga de la línea ST4-SW1-1 para la política de recarga de doble tarifa.

Recarga inteligente

Finalmente, se muestran las gráficas del nivel de carga en las líneas para la estrategia de recarga inteligente en la Figura 18, Figura 19, Figura 20 y Figura 21.

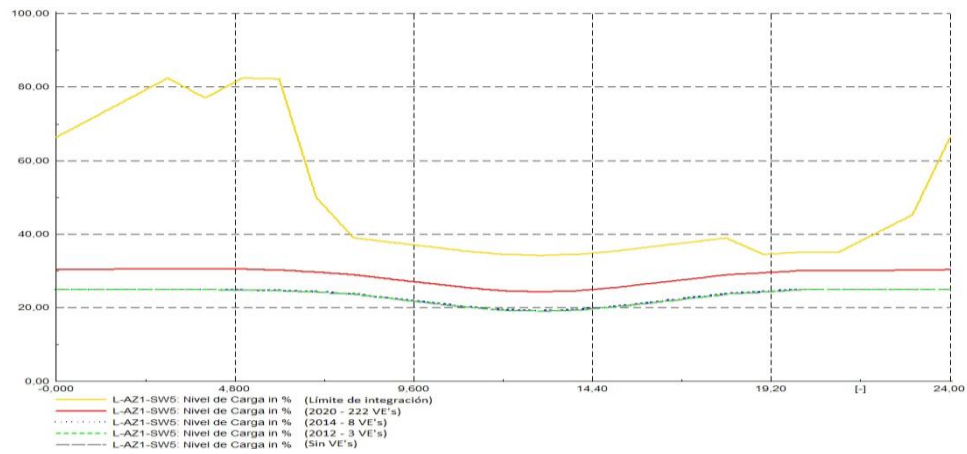


Figura 18: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW5 para recarga inteligente.

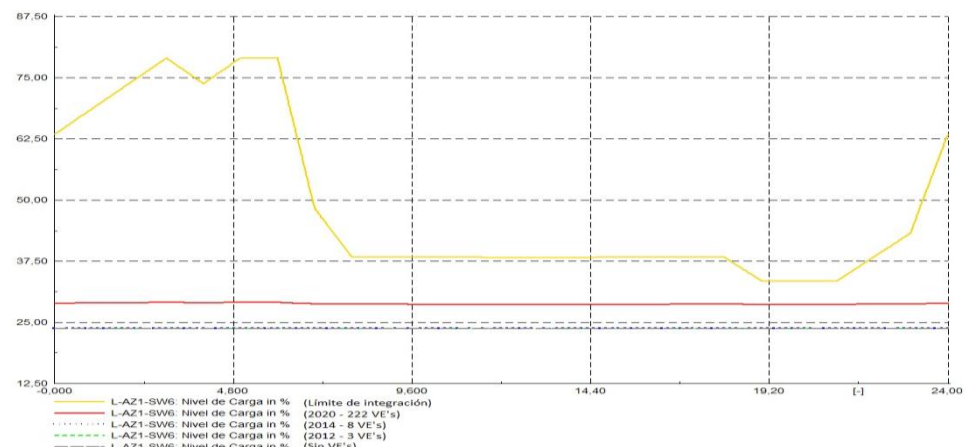


Figura 19: Nivel de carga de la línea L-AZ1-SW6 para recarga inteligente.

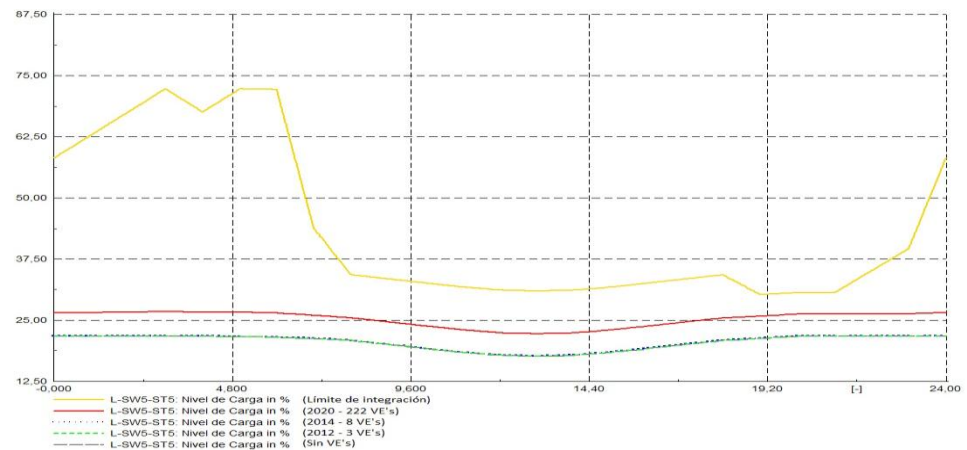


Figura 20: Nivel de carga de la línea L-SW5-ST5 para recarga inteligente.

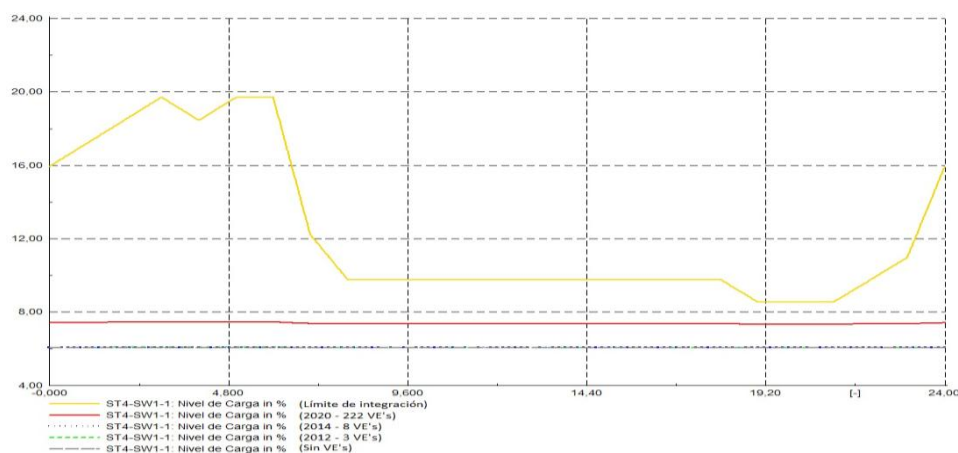


Figura 21: Nivel de carga de la línea ST4-SW1-1 para recarga inteligente.

Estas gráficas son interesantes para ver la evolución completa durante 24 horas del aumento de los niveles de carga a medida que la integración de VE's en el sistema aumenta, aunque lo que realmente va a ser más útil para el análisis, y que se seleccionará para este propósito, son los niveles en horas pico de demanda, puesto que será en ese momento cuando suceda el peor y más restrictivo escenario posible.

Con ayuda del programa que busca el caso límite, podremos saber a que hora se produce esta situación para cada una de las estrategias de recarga. El programa, además de marcar cual es el número de VE's máximo admisible por el sistema, también aporta la hora en la que se produce el primer incumplimiento de las restricciones impuestas, bien sean de sobrecarga o de niveles de tensión.

La carga en los transformadores T-ST1 y T-ST3, que son los que conectan la red de reparto de 110 kV y la red de distribución de media tensión de 20 kV, es otra de las variables que se ha decidido estudiar, ya que será por ellos por donde fluye toda la carga que demandan los VE's y la carga base del escenario. Y puesto que estos elementos pueden sufrir un deterioro importante al variar el patrón de demanda de energía, habrá que vigilar estrechamente su correcto funcionamiento, al ser estos la puerta de entrada de la energía en la red de distribución.

En el caso de los transformadores, se mostrarán las gráficas de la evolución del nivel de carga a lo largo de un día en el anexo II, ya que la forma de estas es similar a las de la carga de las líneas y, como ya se comentó anteriormente, lo más interesante, y que se verá en el apartado de análisis de resultados, son los niveles en horas pico de demanda.

3.1.2. Niveles de tensión en los nodos

Con respecto a los niveles de tensión de las barras, al igual que con las cargas de las líneas, sólo se analizarán algunos de ellos. La elección de estos se ha llevado a cabo de la misma forma que las líneas más sobrecargadas. Obteniendo que los nodos que pueden dar más problemas, en cuanto a su nivel de tensión, serán el SW-14, SW-4 y SW-6, ya que son los primeros en los que aparecen violadas las restricciones impuestas en el programa que hace las iteraciones, introduciendo cada vez un número mayor de coches en el escenario. En el anexo I se puede ver

en qué número de iteración y para que nivel de implantación de VE's, aparecen, por primera vez, contingencias en estas barras.

También se ha estimado interesante analizar lo que ocurre con la tensión en los puntos de conexión de la red de reparto de 110 kV con los transformadores que alimentan la red de distribución de media tensión de 20 kV, que serán los embarrados de las subestaciones ST-1 y ST-3.

Como antes, se muestran gráficas de esta evolución a lo largo de una jornada en el anexo II, puesto que lo más útil es analizar lo sucedido en horas pico de demanda, que se detallará en el siguiente apartado.

3.1.3. Curvas de carga total del sistema

Otro aspecto importante a analizar en el estudio, son las curvas de carga total del sistema, cuyas gráficas se han obtenido de los resultados de la potencia en MW del resumen de la red que calcula *DIgSILENT PowerFactory* (Grid Summary). Ésta será la demanda total de todo el sistema en una jornada. En las figuras 28, 29, 30 y 31, que se muestran en el siguiente apartado, se puede ver la comparativa de estas curvas para cada una de las diferentes estrategias de control y para los diferentes escalones de integración de VE's planteados.

3.1.4. Datos globales de la red

Otros datos globales que nos reportará el programa implementado en *DIgSILENT PowerFactory* son:

- Las pérdidas de carga diarias
- La carga demandada por el sistema
- La energía generada
- La energía requerida de la red externa conectada a la red de reparto, en MWh.

Para cada uno de los casos de estudio y las diferentes estrategias de control de la recarga.

3.2. Cálculo del límite máximo de VE's

El cálculo del límite máximo de VE's en la red se calcula mediante un programa iterativo. El programa funciona de la siguiente manera. Contiene dos bucles:

- Bucle externo: en este bucle se irá aumentando de 50 en 50 el número de VE's a partir de un escenario base (en este caso el escenario de 2020 de 222 vehículos).
- Bucle interno: el bucle interno llevará a cabo el cálculo de un flujo de carga por cada hora, en total 24 flujos de carga al día. El bucle interno es el empleado para los escenarios del año 2012, 2014 y 2020.

En cada una de las iteraciones el programa busca las siguientes restricciones:

- En cada una de las barras, la tensión p.u. no estará por encima de 1.05 p.u., ni por debajo de 0.95 p.u., rango que habitualmente se utiliza para garantizar energía con una buena calidad y la estabilidad del sistema [16];
- Tanto en líneas, como en transformadores, la carga no superará el umbral de sobrecarga del 80%, para no congestionar ni dañar los equipos.

A la hora de ejecutar el programa se ha partido del año 2020, con la particularidad de que, en este caso, para buscar el límite de integración se ha supuesto un porcentaje de vehículos de flota del 65% y de vehículos particulares del 35%. Se prevé que la utilización de VE's por particulares sea cada vez más común. Por supuesto, esto es una hipótesis ya que no existen datos concretos respecto al futuro a largo plazo del VE y tampoco se puede saber cuantos años pueden pasar hasta que se alcance este nivel de integración.

En el desarrollo de esta última parte de las simulaciones, cabe comentar, que la estimación realizada de VE's en el escenario está basado en una hipótesis desfavorable, ya que no se está teniendo en cuenta la expansión, que se presupone sucederá con el tiempo de los sistemas eléctricos, con un aumento de la capacidad de carga de las líneas, transformadores, etc...

3.2.1. *Máximo N° de VE's con Recarga aleatoria y política de recarga de doble tarifa*

Con las estrategias de recarga aleatoria y de política de recarga de doble tarifa se ha llegado a las 24 iteraciones hasta que el programa ha detectado sobrecarga en una de sus líneas, exactamente, y para ambos casos, ha sido en la línea L-AZ1-SW5 y con un valor del 81,603% para los dos tipos de estrategia.

No se viola ninguna otra restricción, ni de sobrecarga de otras líneas, ni de sobrecarga de transformadores, ni relativas al nivel de tensión en los nodos. Pero esa sobrecarga en una línea podría poner en peligro todo el sistema, por tanto, tomaremos el número de VE's que están actuando en ese momento como el límite máximo para estos dos primeros casos.

3.2.2. *Máximo N° de VE's con Recarga Inteligente*

Con la estrategia de recarga inteligente se ha llegado hasta las 33 iteraciones, detectando el programa en ese momento una sobrecarga en la línea L-AZ1-SW5 con un valor del 81,38%. Tampoco se violan otras restricciones ni en líneas, ni en transformadores, ni en los nodos. Pero, igual que en los casos anteriores, tomaremos como límite máximo el número de VE's actuando en ese momento.

Todo esto queda resumido en la Tabla 3, que recoge los datos del número máximo de VE's que es capaz de asimilar la red para las diferentes estrategias.

LÍMITE DE INTEGRACIÓN DE VE's	Recarga Aleatoria y Política de Recarga de Doble Tarifa			Recarga inteligente		
Previsión del nº de VE's en el Escenario	14622	VE's particulares	5118(35%)	24822	VE's particulares	8680(35%)
		VE's de flota	9504(65%)		EV de flota	16142(65%)
Potencia nominal por VE's (kW)	193740 kW			328930 kW		
% Potencia VE's respecto a Pcarga + Pve	93,71%			96,20%		

Tabla 3: Resultados de integración del máximo número de VE's en la red de distribución.

3.3. Comparación de resultados

En este apartado se realiza la comparación de resultados obtenidos en los siguientes casos de estudio:

- Recarga Aleatoria
 - Sin VE's
 - 2012 – 3 VE's
 - 2014 – 8 VE's
 - 2020 – 222 VE's
 - Máximo N° de VE's = 14622 VE's
- Recarga Doble Tarifa
 - Sin VE's
 - 2012 – 3 VE's
 - 2014 – 8 VE's
 - 2020 – 222 VE's
 - Máximo N° de VE's = 14622 VE's
- Recarga Inteligente
 - Sin VE's
 - 2012 – 3 VE's
 - 2014 – 8 VE's
 - 2020 – 222 VE's
 - Máximo N° de VE's = 24822 VE's (con objeto de poder comparar las tres estrategias se limita este caso a 14622 VE's)

A la hora de analizar los resultados, se han agrupado según cada una de las tres de estrategias. De esta forma, se podrá comparar cual es el impacto que sufre la red con la inclusión de los VE's, en función de los niveles de carga de las líneas, de los transformadores, de los niveles de tensión en los nodos y de las pérdidas de carga en el sistema. A tal efecto, y ante la multitud de líneas y nodos en la red de distribución de 20 kV, se han escogido, mediante el método explicado anteriormente, algunas de las líneas y los nodos en los que comienzan a aparecer contingencias con menor número de VE's.

3.3.1. Política de Recarga Aleatoria

En la Tabla 4 se recogen los resultados de los niveles de tensión. La mayor caída de tensión que se produce en las barras más críticas, comparando el escenario en el que no hay VE's y en el que el número de ellos es el máximo admisible, es de un 2,844% para la barra SW-14, que es la más alejada del alimentador (7,5 Km), lo cual resulta lógico. Como para esta barra se produce la situación más desfavorable y el porcentaje de caída de tensión es aceptable, se podría decir que, en relación al nivel de tensión, no van a surgir problemas en ningún punto de la red con la estrategia de recarga aleatoria.

Niveles de Tensión (p.u.) - Recarga Aleatoria					
Líneas	SW-4	SW-14	SW-6	Conexión Red 110 kV con ST-1	Conexión Red 110 kV con ST-3
Sin VE's	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,01485
2012 - 3 VE's (0,22%)	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,01485
2014 - 8 VE's (0,76%)	1,01238	1,00982	1,013225	1,01652	1,01485
2020 - 222 VE's (20%)	1,01216	1,00952	1,013025	1,0165	1,01475
Límite de VE's	0,9912	0,9814	0,99325	1,01491	1,00889

Tabla 4: Niveles de tensión obtenidos en las peores barras del sistema.

En la Figura 22, se muestra como evolucionan los niveles de tensión en los cinco casos de estudio, para la barra SW-14, en la que se produce la mayor caída de tensión entre el escenario sin VE's y el escenario límite. Se muestra también la barra con mayor caída de tensión de las dos que conectan los transformadores que alimentan la red de distribución de media tensión (20 KV) con la red de transporte (110 kV). En ningún caso la tensión disminuye por debajo del límite de 0,95 p.u., que garantiza un buen funcionamiento del sistema. Se puede observar que no se aprecia un descenso del nivel de tensión hasta el escenario del 2020, con una integración de VE's del 20%.

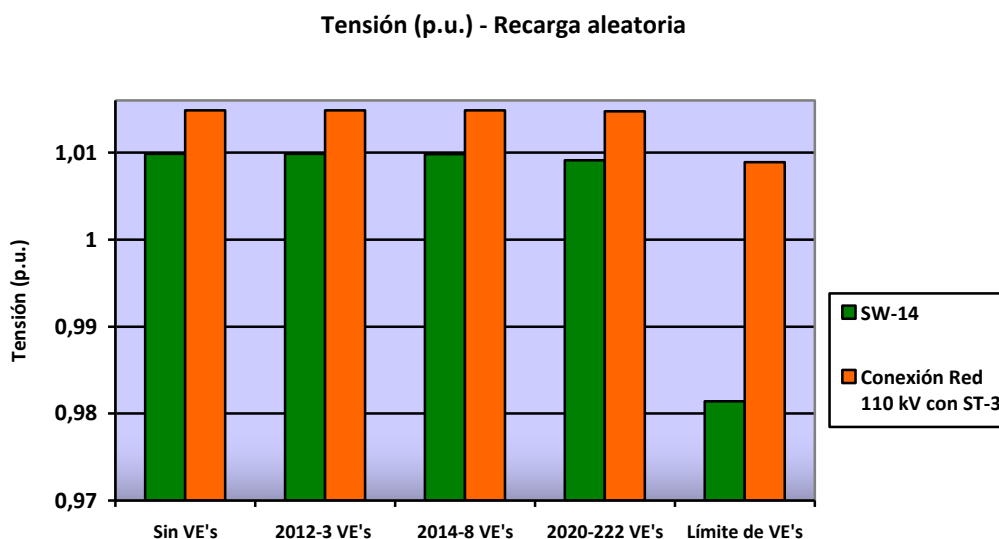


Figura 22: Variación en dos barras de la red de 20kV para todos los casos de estudio.

En la Tabla 5 se muestra como van creciendo los niveles de carga de las tres líneas más problemáticas y de una de las líneas, la ST4-SW1-1, que está en la zona energizada por un alimentador diferente al de las tres anteriores. Para estas 4 líneas, el promedio de aumento de carga, comparando los escenarios en el que no hay VE's y en el que el número de ellos es el máximo admisible, es de 228,6%. Esto supone más del cuádruplo de la carga que tienen que soportar las líneas en el escenario inicial, sin VE's. Aunque la línea L-AZ1-SW5 es la primera en la que aparecerán sobrecargas, es la línea L-SW5-ST-5 la que sufre el mayor porcentaje de aumento de carga de un 236,3% entre el primer escenario y el último. Esto es debido a que es la más cercana al alimentador y por ella fluirá toda la energía demandada en esa zona. Cabe decir que en las dos zonas con diferentes alimentadores en las que se divide la red de distribución, el porcentaje de aumento de carga en las líneas es similar.

Niveles de carga (%) - Recarga Aleatoria				
Líneas	<i>L-AZ1-SW5</i>	<i>L-AZ1-SW6</i>	<i>L-SW5-ST5</i>	<i>ST4-SW1-1</i>
Sin VE's	24,81	23,68	21,65	6,05
2012 - 3 VE's (0,22%)	24,82	23,69	21,66	6,07
2014 - 8 VE's (0,76%)	24,84	23,72	21,69	6,07
2020 - 222 VE's (20%)	25,42	24,19	22,24	6,23
Límite de VE's	81,08	75,45	72,82	20,12

Tabla 5: Nivel de carga de líneas.

En la Tabla 6, se puede ver como es la evolución del aumento de carga para los transformadores que alimentan las 2 zonas diferenciadas de la red de distribución de 20 KV. Igual que en el caso de las líneas, se cuadriplica la carga que tienen que soportar los transformadores en el caso límite, con respecto al caso inicial, sin VE's. En este caso, sí que hay bastante diferencia entre ambos siendo de 183,6% y 240% para los transformadores T-ST1 y T-ST3, respectivamente. Esto implica que será en el transformador T-ST3 donde puedan aparecer contingencias primeramente.

Niveles de carga (%) - Recarga Aleatoria		
Transformadores	<i>T-ST1</i>	<i>T-ST3</i>
Sin VE's	13,5	11,7
2012 - 3 VE's (0,22%)	13,52	11,71
2014 - 8 VE's (0,76%)	13,53	11,72
2020 - 222 VE's (20%)	13,82	12,05
Límite de VE's	38,29	39,78

Tabla 6: Niveles de carga en los transformadores inter-área.

Destacar que los dos escenarios 2012 y 2014 no suponen impacto para la red, y que el de 2020 sólo supondrá un leve impacto en esta. Los aumentos del nivel de carga y las caídas de tensión son insignificantes.

Por último, en la Tabla 7 se recogen los valores para la estrategia de recarga aleatoria, de la pérdida de carga, la carga demanda por el sistema, la energía generada y la energía requerida de la red externa conectada a la red 110kV. Se puede observar que la pérdida de carga no aumenta hasta el escenario de 2020, con 20 % de VE's integrados. También apuntar, que no es necesaria la inyección de energía por parte de la red externa 380kV ni si quiera en el escenario límite de integración de VE's.

	Recarga Aleatoria				
	Sin VE's	2012-3 VE's	2014-8 VE's	2020-222 VE's	Límite VE's
Pérdidas de Carga (MWh)	3,726	3,726	3,727	3,743	6,351
Carga demandada (MWh)	315,428	315,428	315,428	315,428	315,428
Energía generada (MWh)	530,32	530,275	530,205	527,27	336,582
Energía requerida de la red externa (MWh)	-211,165	-211,12	-211,05	-208,098	-14,802

Tabla 7: Resumen de la red.

3.3.2. Política de Recarga de Doble Tarifa

En la Tabla 8, se recogen los resultados de los niveles de tensión. La mayor caída de tensión que se produce en las barras más críticas, comparando el escenario en el que no hay VE's y en el que el número de ellos es el máximo admisible, es de un 2,816% para la barra SW-14. En ésta y en general, este porcentaje un poco menor que con la recarga aleatoria. Al igual que con la estrategia de recarga aleatoria, respecto a los niveles de tensión, no van a surgir problemas en la red.

Niveles de Tensión (p.u.) - Política de recarga de doble tarifa					
Líneas	SW-4	SW-14	SW-6	Conexión Red 110 kV con ST-1	Conexión Red 110 kV con ST-3
Sin VE's	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,01486
2012 - 3 VE's (0,22%)	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,01486
2014 - 8 VE's (0,76%)	1,01239	1,00984	1,013225	1,01652	1,01486
2020 - 222 VE's (20%)	1,01231	1,00975	1,013175	1,01651	1,01483
Límite de VE's	0,9912	0,9814	0,99325	1,01491	1,0089

Tabla 8: Niveles de tensión en las barras del sistema.

En la Figura 23, se muestra la evolución de los niveles de tensión en los cinco escenarios, para la barra SW-14 que sufre la mayor caída de tensión y en la barra que conecta el transformador T-ST3 con la red de transporte (110 kV). En ningún caso la tensión disminuye por debajo del límite de 0,95 p.u. que garantiza un buen funcionamiento del sistema. Igual que en el caso de recarga aleatoria, no se aprecia cierto descenso del nivel de tensión hasta el escenario del 2020, con una integración de VE's del 20%.

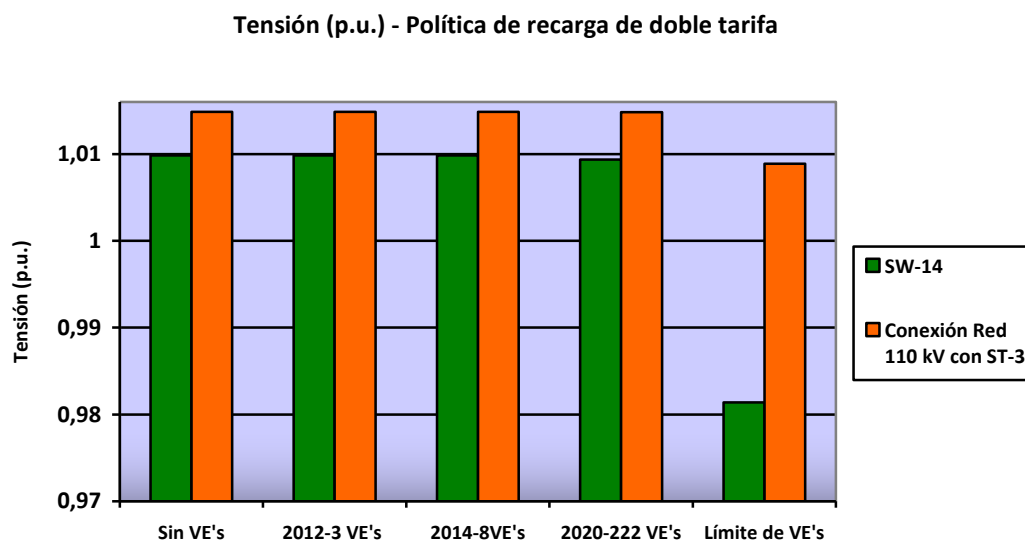


Figura 23: Variación en dos barras de la red de 20kV para todos los casos de estudio.

En la Tabla 9 se muestra como van aumentando los niveles de carga de las tres líneas más problemáticas y de una de las líneas, la ST4-SW1-1, que está en la zona energizada por un alimentador diferente al de las tres anteriores. Para estas 4 líneas, el promedio de aumento de carga hasta el caso límite, es de 228,5%. Este porcentaje es similar al que el obtenido con la recarga aleatoria e, igualmente supone más del cuádruplo de la carga que tienen que soportar las líneas en el escenario sin VE's. Es también la línea L-SW5-ST-5, la más cercana al alimentador, la que sufre el mayor porcentaje de aumento de carga de un 236,3% entre el primer escenario y el último. De nuevo, en las dos zonas, con diferentes alimentadores, el porcentaje de aumento de carga en las líneas es similar.

Niveles de carga (%) - Política de recarga de doble tarifa				
Líneas	L-AZ1-SW5	L-AZ1-SW6	L-SW5-ST5	ST4-SW1-1
Sin VE's	24,81	23,68	21,65	6,05
2012 - 3 VE's (0,22%)	24,82	23,69	21,66	6,07
2014 - 8 VE's (0,76%)	24,85	23,7	21,68	6,07
2020 - 222 VE's (20%)	24,95	23,82	21,81	6,095
Límite de VE's	81,09	75,45	72,82	20,12

Tabla 9: Nivel de carga en las líneas.

En la Tabla 10, se puede ver como es la evolución del aumento de carga para los transformadores que alimentan las 2 zonas diferenciadas de la red de distribución de 20 kV. Para la política de doble tarifa, también se cuadruplica la carga que tienen que soportar los transformadores en el último caso. Para este caso, sigue existiendo diferencia entre ambos en el porcentaje del aumento de carga, siendo de 183,55% y 240%, para los transformadores, T-ST1 y T-ST3, respectivamente. Lo

que indica, que para esta estrategia, será de nuevo en el transformador T-ST3 donde puedan aparecer contingencias primeramente.

Niveles de carga (%) - Política de doble tarifa		
Transformadores	<i>T-ST1</i>	<i>T-ST3</i>
Sin VE's	13,5	11,7
2012 - 3 VE's (0,22%)	13,52	11,71
2014 - 8 VE's (0,76%)	13,53	11,72
2020 - 222 VE's (20%)	13,6	11,79
Límite de VE's	38,28	39,78

Tabla 10: Nivel de carga en los transformadores inter-área.

Otra vez se puede observar que para los dos primeros niveles de integración de VE's, los aumentos del nivel de carga y las caídas de tensión son insignificantes, con lo que la situación en estos escenarios apenas supone impacto para la red. También será leve el impacto para el escenario de 2020.

Por último, en la Tabla 11 se agrupan los valores para la estrategia de política de recarga de doble tarifa de: la pérdida de carga, la carga demanda por el sistema, la energía generada y la energía requerida de la red externa conectada a la red de transmisión. Éstos son muy similares a los obtenidos para la estrategia de recarga aleatoria.

	Política de recarga de doble tarifa				
	Sin VE's	2012-3 VE's	2014-8 VE's	2020-222 VE's	Límite VE's
Pérdidas de Carga (MWh)	3,726	3,726	3,727	3,843	6,302
Carga demandada (MWh)	315,428	315,428	315,428	315,429	315,429
Energía generada (MWh)	530,32	530,275	530,205	512,95	336,582
Energía requerida de la red externa (MWh)	-211,165	-211,12	-211,05	-193,678	-14,851

Tabla 11: Resumen de la red.

3.3.3. Política de Recarga Inteligente

En la Tabla 12 se recogen los resultados para los diferentes escenarios, de los niveles de tensión. En este caso, la mayor caída de tensión en las barras más críticas, comparando el escenario en el que no hay VE's y en el que el número de ellos es el máximo admisible, es de un 1,152% para la barra SW-14. En ésta y en general, en todas las barras, se percibe una disminución notable de este porcentaje respecto a las otras dos estrategias. Los niveles de tensión en los distintos escenarios, tampoco supondrán problemas para la red.

Niveles de Tensión (p.u.) - Recarga Inteligente					
Líneas	SW-4	SW-14	SW-6	Conexión Red 110 kV con ST-1	Conexión Red 110 kV con ST-3
Sin VE's	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,014855
2012 - 3 VE's (0,22%)	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,014855
2014 - 8 VE's (0,76%)	1,01239	1,00984	1,013235	1,01652	1,014855
2020 - 222 VE's (20%)	1,01236	1,00981	1,01321	1,01608	1,014845
Límite de VE's	1,00465	0,9982	1,0059	1,015195	1,01261

Tabla 12: Niveles de tensión en barras.

En la Figura 24, se muestra la evolución de los niveles de tensión en los cinco escenarios, para la barra SW-14. De nuevo, sufre la mayor caída de tensión. Se muestra la barra que conecta el transformador T-ST3 con la red de transporte (110 kV). En ningún caso la tensión disminuye por debajo del límite de 0,95 p.u., que garantiza un buen funcionamiento del sistema. Igual que antes, hasta el escenario del 2020 no se advierte un descenso apreciable del nivel de tensión.

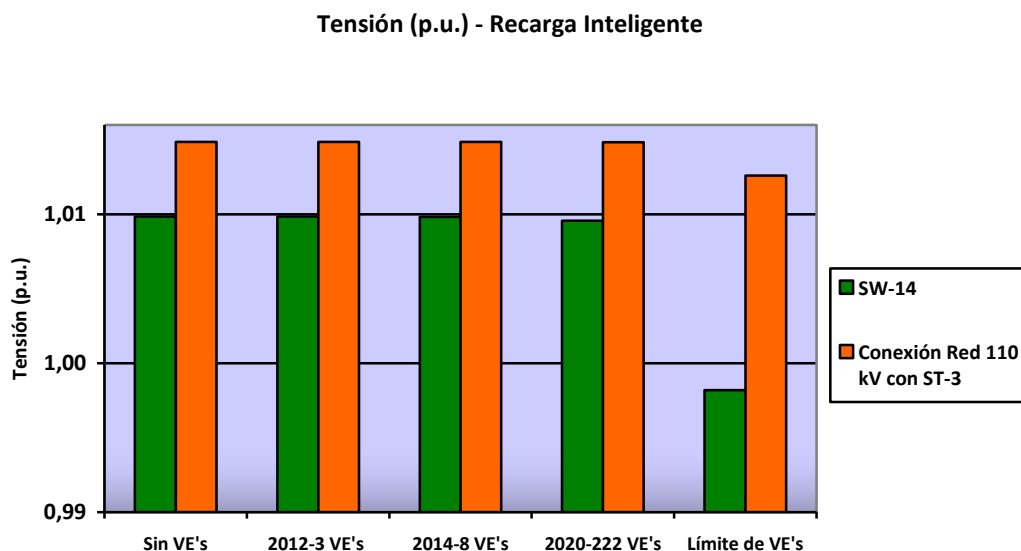


Figura 24: Niveles de tensión en dos barras del sistema.

En la Tabla 13, se presenta el crecimiento de los niveles de carga de las tres líneas más problemáticas y de una de las líneas, la ST4-SW1-1, que está en la zona energizada por un alimentador diferente al de las tres anteriores. Para estas 4 líneas, el promedio de aumento de carga es de 117,88%, notablemente menor que con las otras estrategias y supone algo más del doble de la carga que tienen que soportar las líneas en el escenario inicial, sin VE's. Es también la línea L-SW5-ST-5, la más cercana al alimentador, la que sufre el mayor porcentaje de aumento de carga, de un 122,12%, entre el primer escenario y el último. En las dos zonas, con diferentes alimentadores, el porcentaje de aumento de carga en las líneas es similar.

Niveles de carga (%) - Recarga inteligente				
Líneas	<i>L-AZ1-SW5</i>	<i>L-AZ1-SW6</i>	<i>L-SW5-ST5</i>	<i>ST4-SW1-1</i>
Sin VE's	24,81	23,69	21,65	6,05
2012 - 3 VE's (0,22%)	24,81	23,69	21,66	6,06
2014 - 8 VE's (0,76%)	24,82	23,7	21,67	6,06
2020 - 222 VE's (20%)	24,87	23,75	21,71	6,075
Límite de VE's	53,53	50,15	48,09	13,43

Tabla 13: Nivel de carga en líneas.

En la Tabla 14, se observa la evolución del aumento de carga para los transformadores que alimentan las 2 zonas diferenciadas de la red de distribución de 20 KV. Con la estrategia de recarga inteligente, se triplica la carga que tienen que soportar los transformadores en el escenario límite de integración, con respecto al caso inicial, sin VE's. Para este caso, también hay diferencia en el porcentaje del aumento de carga, siendo de 92% y 124,7% para los transformadores T-ST1 y T-ST3 respectivamente. Se aprecia que el transformador T-ST3 es, también para esta estrategia, en el que más aumento de carga se producirá con el crecimiento de la cantidad de VE's

Niveles de carga (%) - Recarga Inteligente		
Transformadores	<i>T-ST1</i>	<i>T-ST3</i>
Sin VE's	13,5	11,7
2012 - 3 VE's (0,22%)	13,51	11,71
2014 - 8 VE's (0,76%)	13,52	11,71
2020 - 222 VE's (20%)	13,55	11,74
Límite de VE's	25,92	26,29

Tabla 14: Nivel de carga de transformadores inter-área.

Como en los casos anteriores, tanto en las líneas, como en los transformadores, para los dos primeros niveles de integración de VE's los aumentos del nivel de carga apenas son apreciables, y leves para el escenario de 2020.

Por último, en la Tabla 15, se muestran, para la estrategia de recarga inteligente, los valores de la pérdida de carga, la carga demanda por el sistema, la energía generada y la energía requerida de la red externa conectada a la red de reparto. Siguen siendo similares a los obtenidos para la estrategia de recarga aleatoria, excepto para el escenario con el máximo número de VE's, donde sí se percibe una disminución de la pérdida de carga.

	Recarga inteligente				
	Sin VE's	2012-3 VE's	2014-8 VE's	2020-222 VE's	Límite VE's
Pérdidas de Carga (MWh)	3,726	3,726	3,727	3,739	5,466
Carga demandada (MWh)	315,428	315,428	315,428	315,428	315,429
Energía generada (MWh)	530,32	530,276	530,208	527,362	342,393
Energía requerida de la red externa (MWh)	-211,165	-211,122	-211,053	-208,195	-21,498

Tabla 15: Resumen de la red.

3.3.4. Variables de impacto

A continuación se van a confrontar los elementos más restrictivos del sistema, que serán:

- La línea L-AZ1-SW5: niveles de carga
- La barra SW-14: niveles de tensión.

Así se tendrá una visión más clara de las diferencias entre las estrategias propuestas.

En la Figura 25, el diagrama de barras nos muestra como para los primeros escenarios el comportamiento del sistema es similar para cualquiera de las estrategias. En el nivel máximo de integración de VE's se puede ver que las estrategias de recarga inteligente son las que proporcionan mejores resultados, seguida de la política de recarga de doble tarifa y de la estrategia de recarga aleatoria, que será la menos ventajosa para la red.

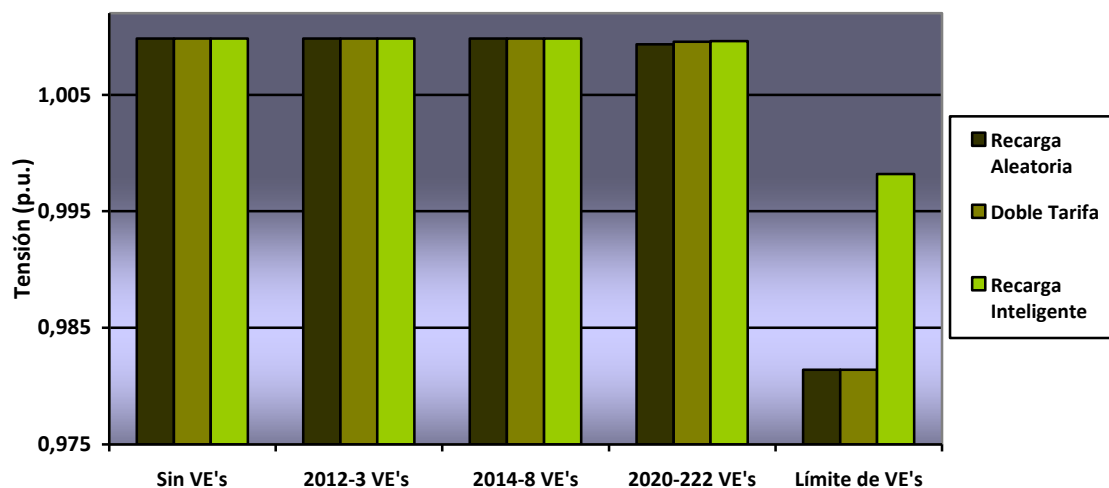


Figura 25: Comparación de estrategias, tensión en la barra más afectada.

En la Figura 26, se puede observar, para las tres estrategias, el diagrama de barras de los niveles de carga de la línea que antes comienza a tener problemas de sobrecarga. Para los primeros escenarios, con un porcentaje de VE's sobre el total bajo, no se aprecian diferencias, por lo que cualquiera de las estrategias podría ser válida. Sin embargo, fijándose en el escenario límite, se puede ver que el nivel de carga con la estrategia de recarga inteligente ofrece casi un 30% menos de carga en la línea que las otras dos estrategias. La recarga inteligente será la estrategia más

beneficiosa a la hora de evitar la congestión en las líneas. Entre las otras dos estrategias, es difícil decir cual es mejor en este aspecto, ya que sus niveles de tensión en la línea son prácticamente idénticos, incluso en el caso con el número máximo de VE's integrado.

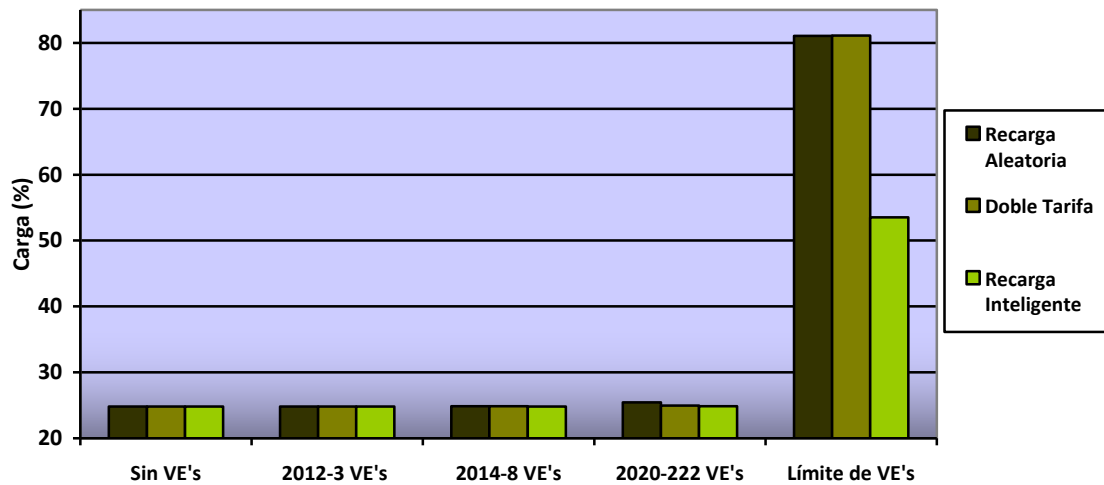


Figura 26: Comparación de estrategias, nivel de carga en la línea.

Seguidamente, en la Figura 27, se puede ver, en un diagrama de barras, la comparativa de las pérdidas de carga para las estrategias posibles. Habrá que fijarse en los datos del límite de integración de VE's, para el análisis, ya que en los escenarios con menor nivel de integración, no hay diferencias en las pérdidas de carga. Como era de esperar con la recarga inteligente se obtienen los mejores resultados, ya que es la estrategia que más distribuye sus cargas a lo largo del día. Para las otras dos estrategias las pérdidas de carga tienen casi el mismo valor, superior al de la estrategia de recarga inteligente.

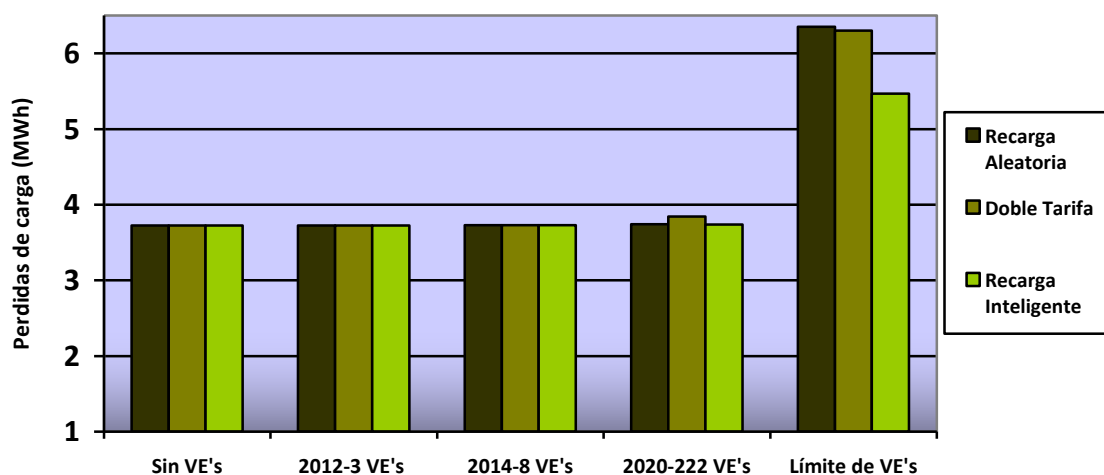


Figura 27: Pérdidas en líneas.

Las curvas de carga total del sistema de una jornada completa y para los diferentes escenarios, están representadas en las Figuras 28, 29, 30 y 31. En ellas podemos ver como va cambiando la curva de carga para las diferentes estrategias, a medida

que se van implementando un número mayor de VE's. Es interesante observar como con la estrategia de recarga inteligente se consigue una curva más plana, con la demanda mejor distribuida a lo largo de todo el día, lo cual será muy ventajoso para el sistema.

También se puede ver como con la estrategia de recarga aleatoria el pico de demanda se va desplazando desde, aproximadamente las 8 de la tarde a las 11 de la noche, mientras que con la política de doble tarifa de recarga este se desplaza hasta las 11 de la noche y se mantiene constante, más o menos, hasta las 2 de la mañana.

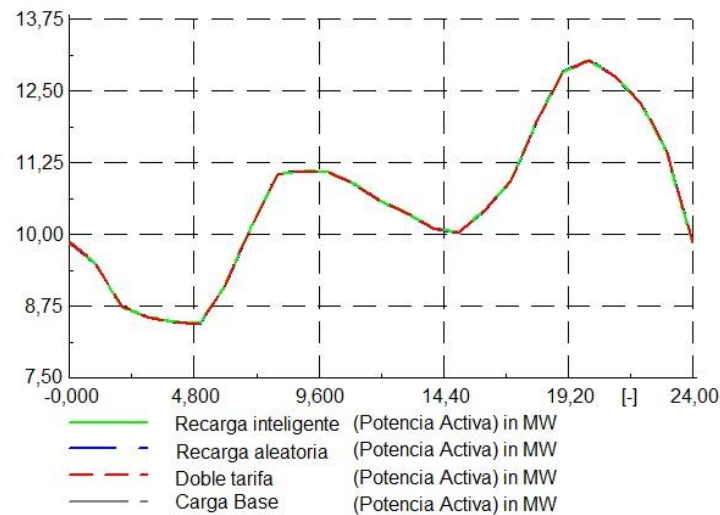


Figura 28: Curvas de carga total para 2012.

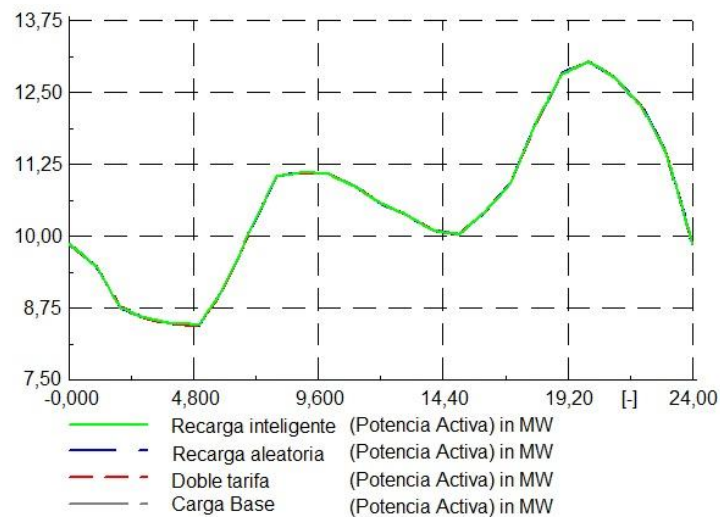


Figura 29: Curvas de carga total para 2014.

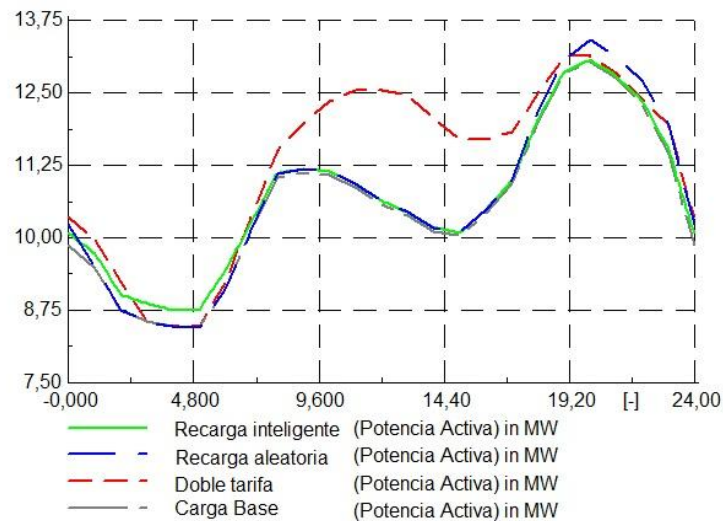


Figura 30: Curvas de carga total para 2020

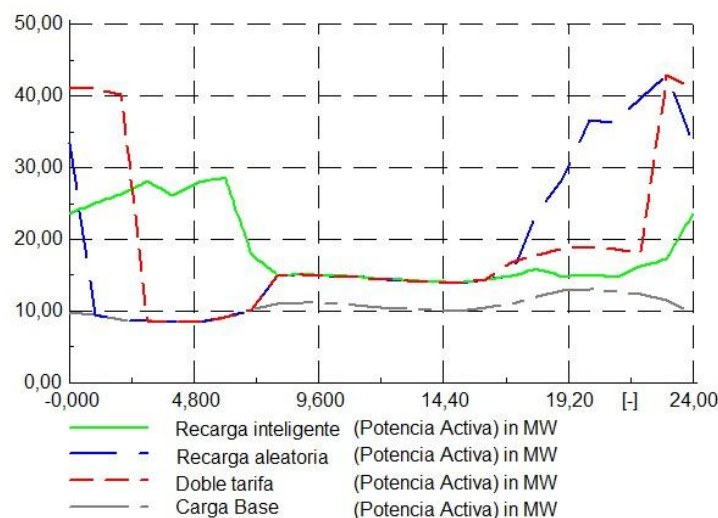


Figura 31: Curvas de carga total para límite.

Finalmente, se van a estudiar para las tres estrategias, los resultados de las iteraciones que ha realizado el programa para hallar el límite máximo, integrando un mayor número de VE's cada vez. Estos resultados se muestran en el Anexo I.

Analizando estos datos, se puede apreciar que para cualquiera de las estrategias el nivel de integración de VE's que puede soportar el escenario propuesto es muy alto, a pesar de que nunca se llegará a ese nivel en un escenario con 470 viviendas. Para las estrategias de recarga aleatoria y política de recarga de doble tarifa, no aparece ninguna contingencia hasta la implementación de 14622 VE's. En el caso de la recarga inteligente, se llega hasta los 24822 VE's, casi el doble que en los anteriores. Lo que, de nuevo, perfila esta estrategia como la más ventajosa.

Será necesario poder suministrar la carga demandada por todos los VE's, lo cual resulta más complicado. Pero lo que arrojan estos datos, es que tal grado de integración de VE's no supondrá ningún problema para los niveles de carga de líneas y transformadores, ni para los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico propuesto.

Por los resultados de las iteraciones también se puede afirmar, que para cualquiera de las estrategias, los primeros elementos que pueden causar problemas en el sistema por una integración masiva de VE's son las líneas, en las que aparecen antes restricciones violadas. Con un nivel de integración más alto de VE's comienzan también a aparecer contingencias en las barras. Y por último, los elementos que menos sufrirán serán los transformadores, en los que para 100 iteraciones, lo que supone la integración de 60822 VE's, no ha aparecido ninguna contingencia de sobrecarga.

Para acabar, comentar como los datos de las iteraciones nos muestran, cosa que también se puede ver en los diagramas de carga total para una jornada, cuales son las horas pico de demanda del sistema para el caso límite, según la estrategia de control que se utilice:

- Con la estrategia de recarga aleatoria, el pico de demanda sucederá en la hora 23.
- Con la política de doble tarifa, el pico de demanda sucederá en la hora 23.
- Con la política de recarga inteligente, el pico de demanda sucederá en la hora 6.

Es en esas horas pico en las que aparecen siempre, por primera vez, contingencias en los distintos elementos.

4. Presupuesto del proyecto

El desarrollo del proyecto se valora según la Tabla 16:

Ud.	Concepto	Precio/hora (Eur/h)	Precio total (Eur)
720h	Investigación bibliográfica (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales)	50 Eur/h	36.000,00 Eur
720h	Desarrollo de los modelos de simulación y programas DPL (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales)	50 Eur/h	36.000,00 Eur
144h	Horas supervisión proyecto	80 Eur/h	11.520,00 Eur
1	Equipo informático - PC Portátil	-	1.000,00 Eur
1	Programa de simulación DIgSILENT PowerFactory en versión PF4E. Licencia de la Universidad Carlos III Madrid (PowerFactory For Education)	-	250,00 Eur
Base imponible			84.770,00 Eur
IVA (18 %)			15.258,60 Eur
TOTAL DESARROLLO DEL PROYECTO			100.028,60 Eur

Tabla 16: Presupuesto

5. Conclusiones

En este proyecto, entre otros objetivos, se buscaba encontrar cuales son las mejores estrategias de control para la integración de vehículos eléctricos a la red de distribución, simulando para ello un sistema eléctrico y unos niveles de integración los más parecidos posible a la realidad en España.

Se empezará comentando que ante los resultados obtenidos, no cabe duda de que el sistema será capaz de soportar los niveles de implementación de VE's que el Gobierno Español tiene planeados para los próximos años, sea cual sea la estrategia de recarga utilizada. Incluso para el hipotético y ambicioso escenario del 2020, donde la integración es del 20% de VE's sobre el total, la respuesta de la red tomada como ejemplo es muy buena, quedando un amplio margen hasta que los niveles de carga de líneas, transformadores y las caídas de tensión en las barras lleguen a un punto en el que sea necesario realizar un refuerzo de la red de distribución.

Cabe decir, que estas expectativas no son del todo reales, puesto que aunque estudiando la red de distribución de media tensión se pueda prever un nivel de implantación de VE's bastante alto, es probable que a niveles menores comiencen a aparecer contingencias en la red de baja tensión y en sus transformadores de media a baja tensión. Por lo que un siguiente paso, para tener un análisis más aproximado del impacto que producen los VE's en el sistema, sería estudiar también estas redes de baja tensión.

A la hora de comparar cual podría ser la mejor de las tres estrategias, se percibe que no existen diferencias notables en el funcionamiento del sistema para los primeros niveles de integración de VE's, por lo que será el escenario del caso límite el que arroje conclusiones más claras al respecto.

La estrategia de recarga aleatoria se atisba como la peor opción. El comportamiento del sistema es muy similar al de la política de recarga de doble tarifa, excepto para los niveles de tensión, donde se aprecia una mayor caída para la recarga aleatoria. Estos peores niveles de tensión son, probablemente, debidos a que con esta estrategia habrá una cantidad bastante alta de VE's recargando sus baterías en el mismo momento en el que el resto de cargas no provenientes de VE's, alcanzan los mayores valores de demanda. Por tanto, habrá que evitar, cuando los niveles de integración de VE's comiencen a crecer, la recarga aleatoria de estos.

Una forma de evitar la recarga aleatoria, podría pasar por promover desde los organismos correspondientes, como pudiera ser el Gobierno de España, la política de recarga de doble tarifa. A tenor de lo visto, esta estrategia va a ser algo más beneficiosa para la red que la anterior porque los momentos en los que se producirá el mayor consumo de los VE's en la recarga de sus baterías, se desplazará hacia horas en las que el nivel de carga base es menor. Además, facilitará el control de la red eléctrica ante la integración de VE's al ser más sencillo para el operador del sistema prever como será la curva de demanda real con este nuevo elemento en la red.

No tendría que ser difícil implicar a los usuarios de VE's en la utilización de esta estrategia de control, ya que obtendrían un beneficio económico al recargar las baterías de sus vehículos fuera de horas pico de demanda. Además, esto facilitaría un incremento y, por lo tanto, una mayor rentabilidad del uso de las energías renovables. La energía eólica podría ser utilizada en las horas en las que se produce el valle de demanda y obliga a detener los aerogeneradores.

Por último, tenemos la estrategia de recarga inteligente, donde la recarga de las baterías de los VE's se distribuye a lo largo de las horas valle de demanda. Como se ha podido reseñar en los resultados, será notablemente la más efectiva de las tres estrategias propuestas.

Esta estrategia de control es la que mejores resultados ofrece, en cuanto a niveles de carga en líneas y transformadores, niveles de tensión en barras y pérdidas de carga del sistema. Con este enfoque también se haría posible la integración de un número bastante mayor de VE's que con los anteriores. Como se puede ver en los diagramas de carga, con la recarga inteligente se conseguirá un aplanamiento de la curva de demanda de la red eléctrica, rellenando los huecos de baja demanda de las horas valle. Este aplanamiento de la curva de demanda es muy beneficioso para el sistema, ya que mejorará la estabilidad y facilitará su gestión.

Gracias a este método de recarga inteligente, también se permitirá un uso más eficiente de los recursos disponibles, como la mayor utilización de las energías renovables. Y además, teniendo en cuenta la utilización de la tecnología V2G (*vehicle to grid*) con adecuada gestión de la recarga se podrá actuar en los mercados eléctricos, vendiendo parte de la energía que almacenan las baterías de los VE's. Esto reportará un beneficio económico a los propietarios de los VE's, resultando un incentivo para la implantación de la estrategia de recarga inteligente.

Parece importante ligar el enfoque de recarga inteligente al desarrollo de la tecnología V2G. Que será la encargada de que sea posible un flujo de información y una interacción continuas entre los VE's y el sistema. Así, el sistema será capaz de llevar a cabo una gestión activa de la electricidad en todo momento, lo cual facilitará que los intercambios de energía se realicen exclusivamente cuando la red eléctrica lo necesite.

La estrategia de recarga inteligente es la más ventajosa para el sistema pero es probable que sea también la más difícil de implementar. Será más complicado conseguir el compromiso de los propietarios de VE's a ajustarse a este tipo de enfoque, ya que supondrá en algunos casos restricciones a la hora de utilizar sus vehículos. Posiblemente, la política de recarga de doble tarifa es la más atractiva para los usuarios en este aspecto, ya que con ella también se consiguen ciertos beneficios económicos.

Para finalizar, comentar que, ante lo visto, parece que es totalmente factible la integración masiva de VE's, con unas u otras estrategias de control, tanto en la red del Sistema Español, como en otras redes eléctricas. Serán necesarios algunos cambios estructurales y cambios en la mentalidad de la sociedad. Gracias a la tecnología del VE, podría ser posible una reducción de los gases nocivos para el medio ambiente y eliminar la dependencia que el sector del transporte tiene del

petróleo, recurso cada vez más caro y no renovable, que son algunas de las motivaciones de este proyecto.

Con certeza, la introducción del VE en la sociedad, cambiará el paradigma del sector energético, tanto a nivel de España, como a nivel global.

6. Referencias bibliográficas

- [1] Ramteen Sioshansi and Paul Denholm, “Emissions Impacts and Benefits of Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Vehicle to Grid Services”, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Enero 2009.
- [2] Craigh Stephan and John Sullivan, “Environmental and Energy Implications of Plug-In Hybrid-Electric Vehicles”, Research and Advanced Engineering, Ford Motor Company, Dearborn, Michigan, USA, Noviembre 2007.
- [3] Ryan Liu, Luther Dow, Edwin Liu, “A Survey of PEV Impacts on Electric Utilities”, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Anaheim, CA, USA, Enero 2011.
- [4] Putrus, G.A.; Suwanapingkarl, P.; Johnston, D.; Bentley, E.C.; Narayana, M., “Impact of Electric Vehicles on Power Distribution Networks”, Vehicle Power Propulsion Conference. VPPC '09. IEEE, 2009.
- [5] Malabika Basu, Kevin Gaughan, Eugene Coyle, “Harmonic Distortion Caused by EV Battery Chargers in the Distribution Systems Network and its Remedy”, Dublin Institute of Technology, Ireland, 2004.
- [6] Willet Kempton and Amardeep Dhanju, “Electric Vehicles with VG, Storage for Large-Scale Wind Power”, University of Delaware, Newark, USA, 2006.
- [7] Willett Kempton, Jasna Tomic, “Vehicle-to-Grid Power Implementation: From Stabilizing the Grid to Supporting Large-Scale Renewable Energy”, University of Delaware, Newark, USA, Diciembre 2004.
- [8] Guía de consumo inteligente, REE: http://www.ree.es/operacion/pdf/interrumpibilidad/Guia_Consumo.pdf
- [9] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares and P. M. Rocha Almeida, “Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid”, Bucharest Power Tech Conference, IEEE, 2009.
- [10] Cumbre Universitaria del Vehículo Eléctrico (del motor de combustión interna al motor eléctrico), Escuela Politécnica Superior de Leganés, Univ. Carlos III de Madrid, Organizado por ISVA, Mayo 2010.
- [11] MITYC, FITSA, IDAE, RACE, ANFAC, REE, “Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España”, España, Febrero 2010.
- [12] Instituto Nacional de Estadística de España (INE), “Anuario estadístico general”, España, 2009.
- [13] Ministerio de Fomento, Gobierno de España, “Libro Anuario Estadístico 2009”, http://www.fomento.es/NR/rdonlyres/B1F29DA8-9F92-47DA-87D6-67014874A43C/9_7666/LIBROAnuarioEstadistico2009OK.pdf, España, 2009.
- [14] <http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/10-05-19.pdf>
- [15] <http://www.icnr.es/articulo.php?n=100407032701>
- [16] Pablo Ledesma, “Apuntes de clase de Operación y Control de Sistemas eléctricos, 5º de Ingeniería Industrial, especialidad en electricidad, UC3M”, Madrid, 2008.

7. Anexos

Anexo I

Recarga Aleatoria			
⋮	⋮	⋮	
Iteración 23	14022 VE's	Sin Contingencias	
Iteración 24	14622 VE's	Hora 23 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=81,603%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 26	15822 VE's	Hora 22 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=80,038%
		Hora 23 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=86,724%
			Línea L-AZ1-SW6 / Carga=82,020%
Iteración 27	16422 VE's	Hora 22 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=82,271%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=89,296%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=84,462%
			Línea L-SW5-ST5 / Carga=80,145%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 52	31422 VE's	Hora 0 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=115,21%
			Línea L-AZ1-SW6 / Carga=109,12%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=103,63%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=93,520%
		Hora 19 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=88,958%
			Línea L-AZ1-SW6 / Carga=84,775%
		Hora 20 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=122,03%
			Línea L-AZ1-SW6 / Carga=115,61%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=109,55%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=98,422%
		Hora 21 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=121,42%
			Línea L-AZ1-SW6 / Carga=115,04%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=109,02%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=97,986%
		Hora 22 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=137,92%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=130,76%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=123,90%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=112,07%
		Hora 23 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=153,98%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=146,10%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=138,40%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=125,95%
			Bus SW-14 / V=0,948955 p.u.
		Hora 24 --->	Línea L-AZ1-SW5 / Carga=115,21%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=109,12%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=103,63%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=93,52%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 64	38622 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=139,19%

			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=131,98%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=125,20%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=113,81%
		Hora 18 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=81,72%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=104,57%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=99,61%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=93,91%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=84,20%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=146,30%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=138,78%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=131,38%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=118,99%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=145,67%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=138,17%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=130,83%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=118,52%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=167,04%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=158,62%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=150,06%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=136,88%
			Bus SW-14 / V=0,938969 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=188,33%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=179,03%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=169,20%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=155,37%
			Bus SW-14 / V=0,923748 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,949965 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=139,98%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=131,19%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=125,20%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=113,81%
⋮	⋮		⋮
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=161,96%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=153,76%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=145,66%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=133,21%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=80,399%
			Bus SW-14 / V=0,944477 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=92,32%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=88,57%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=83,03%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=117,19%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=111,62%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=105,31%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=94,872%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=169,40%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=160,89%
Iteración 75	45222 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=161,96%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=153,76%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=145,66%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=133,21%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=80,399%
			Bus SW-14 / V=0,944477 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=92,32%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=88,57%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=83,03%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=117,19%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=111,62%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=105,31%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=94,872%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=169,40%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=160,89%

		Hora 21 --->	Linea L-SW5-ST5 / Carga=152,12%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=138,69%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=84,064%
			Bus SW-14 / V=0,936690 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=168,74%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=160,25%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=151,54%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=138,20%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=83,738%
			Bus SW-14 / V=0,937384 p.u.
		Hora 22 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=195,12%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=185,58%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=175,22%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=161,00%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=96,68%
			Bus SW-14 / V=0,917940 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,945096 p.u.
			Bus SW-6 / V=0,949096 p.u.
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=217,61%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=207,20%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=195,42%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=180,67%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=107,69%
			Bus SW-14 / V=0,916255 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,946820 p.u.
		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=161,95%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=153,76%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=145,66%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=133,21%
			Linea L-AZ1-2 / Carga=80,39%
			Bus SW-14 / V=0,944477 p.u.
⋮	⋮	⋮	

Tabla AI. 1: Datos de niveles de carga y tensión para recarga aleatoria.

Política de recarga de doble tarifa			
⋮	⋮	⋮	
Iteración 23	14022 VE's	Sin Contingencias	
Iteración 24	14622 VE's	Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=81,603%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 26	15822 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=83,439%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=82,672%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=81,139%
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=86,724%

		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW6 / Carga=82,020%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=83,439%
⋮			⋮
Iteración 27	16422 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=85,326%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=81,999%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=85,230%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=80,230%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=83,691%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=89,296%
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW6 / Carga=84,462%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=80,145%
		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=85,999%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=81,326%
⋮	⋮		⋮
Iteración 32	19422 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=98,920%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=93,600%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=88,937%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=88,014%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=83,889%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=88,256%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=96,568%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=91,361%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=86,892%
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=102,23%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=96,800%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=91,859%
		Hora 24 --->	Linea L-SW6-SW14 / Carga=82,157%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=98,920%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=93,600%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=88,937%
⋮	⋮		⋮
Iteración 52	31422 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=150,36%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=142,64%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=135,26%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=123,30%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=149,52%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=141,83%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=134,53%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=122,68%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=147,83%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=140,22%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=133,06%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=121,45%
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=153,98%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=146,10%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=138,40%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=125,95%

			Bus SW-14 / V=0,948955 p.u.
		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=150,36%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=142,64%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=135,26%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=123,30%
⋮	⋮		⋮
Iteración 64	38622 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=184,44%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=175,30%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=165,84%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=152,47%
			Bus SW-14 / V=0,919261 p.u.
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=183,54%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=174,44%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=165,05%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=151,80%
			Bus SW-14 / V=0,928868 p.u.
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=181,73%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=172,70%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=163,48%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=150,45%
			Bus SW-14 / V=0,930796 p.u.
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=188,33%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=179,03%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=169,20%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=155,37%
			Bus SW-14 / V=0,923748 p.u.
		Hora 24 --->	Bus SW-4 / V=0,949965 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=184,44%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=175,30%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=165,84%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=152,47%
			Bus SW-14 / V=0,927902 p.u.
⋮	⋮		⋮
Iteración 69	41622 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=199,30%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=189,60%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=179,14%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=165,29%
			Bus SW-14 / V=0,916530 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,944497 p.u.
			Bus SW-6 / V=0,948471 p.u.
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=198,36%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=188,70%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=178,33%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=164,58%
			Bus SW-14 / V=0,917504 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,945397 p.u.
			Bus SW-6 / V=0,949340 p.u.

⋮	⋮	Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=196,49%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=186,89%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=176,70%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=163,17%
			Bus SW-14 / V=0,919524 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,947160 p.u.
		Hora 23 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=199,47%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=189,72%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=179,21%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=164,97%
			Bus SW-14 / V=0,930639 p.u.
		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=199,30%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=189,60%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=179,14%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=165,29%
			Bus SW-14 / V=0,916530 p.u.
			Bus SW-4 / V=0,944497 p.u.
			Bus SW-6 / V=0,948471 p.u.
		⋮	

Tabla AI. 2: Datos de niveles de carga y tensión para recarga de doble tarifa.

Recarga Inteligente			
⋮	⋮	⋮	
Iteración 40	24222 VE's	Sin Contingencias	
Iteración 41	24822 VE's	Hora 6 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=80,501%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 44	26622 VE's	Hora 3 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=84,262%
		Hora 5 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=84,005%
		Hora 6 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=85,290%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=80,144%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 47	28422 VE's	Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=81,875%
		Hora 3 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=89,070%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=84,267%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=80,119%
		Hora 4 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=81,302%
		Hora 5 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=88,812%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=84,080%
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=90,106%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=85,546%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=81,073%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 88	53022 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=113,63%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=107,63%

			Linea L-SW5-ST5 / Carga=102,18%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=92,194%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=127,39%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=120,75%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=114,61%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=103,92%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=140,60%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=133,35%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=126,54%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=115,32%
		Hora 3 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=155,34%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=147,44%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=139,81%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=127,92%
		Hora 4 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=139,98%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=132,75%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=126,07%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=114,86%
		Hora 5 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=155,06%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=147,23%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=139,57%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=127,76%
		Hora 6 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=156,50%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=148,85%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=140,86%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=128,99%
		Hora 24 --->	Bus SW-14 / V=0,948784 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=113,63%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=107,63%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=102,18%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=92,194%
⋮	⋮	⋮	
Iteración 99	59622 VE's	Hora 0 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=126,31%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=119,72%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=113,61%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=102,91%
		Hora 1 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=142,20%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=134,88%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=127,93%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=116,48%
		Hora 2 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=157,62%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=149,63%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=141,84%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=129,82%
		Hora 3 --->	Bus SW-14 / V=0,948425 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=174,76%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=166,05%

		Hora 4 --->	Linea L-SW5-ST5 / Carga=157,24%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=144,54%
			Bus SW-14 / V=0,936134 p.u.
			Linea L-AZ1-SW5 / Carga=156,98%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=149,01%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=141,28%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=129,35%
			Bus SW-14 / V=0,949091 p.u.
		Hora 5 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=174,47%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=165,83%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=156,99%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=144,37%
			Bus SW-14 / V=0,936405 p.u.
		Hora 6 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=175,97%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=167,51%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=158,34%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=145,66%
			Bus SW-14 / V=0,934659 p.u.
		Hora 24 --->	Linea L-AZ1-SW5 / Carga=126,31%
			Linea L-AZ1-SW6 / Carga=119,72%
			Linea L-SW5-ST5 / Carga=113,61%
			Linea L-SW6-SW14 / Carga=102,91%
⋮	⋮	⋮	

Tabla AI. 3: Datos de niveles de carga y tensión para recarga inteligente.

Anexo II

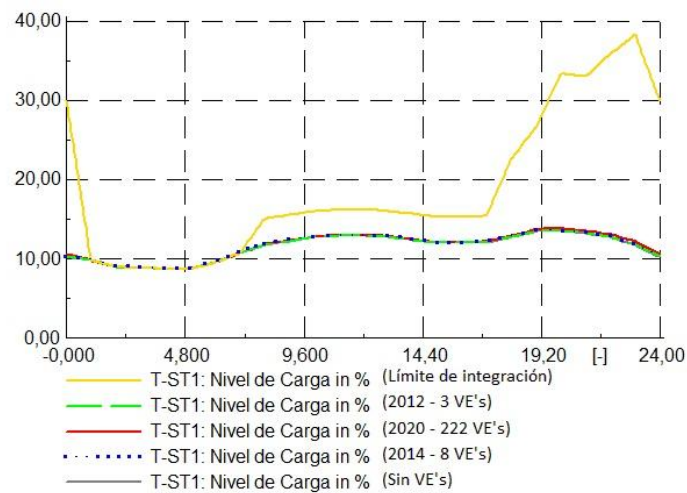


Figura AII. 1: Nivel de carga del transformador T-ST1 para recarga aleatoria.

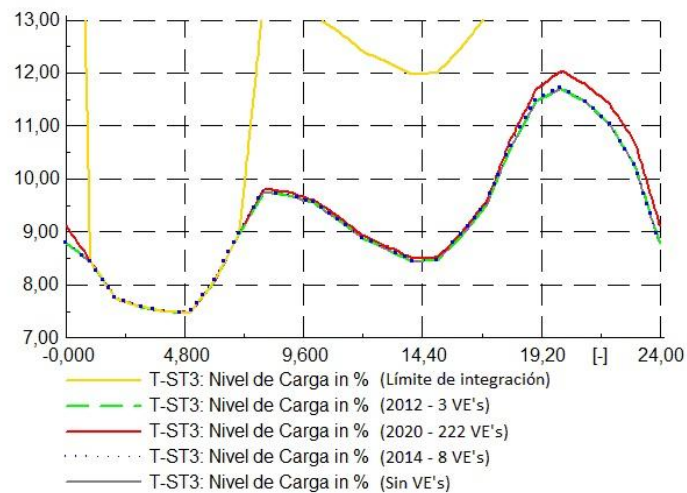


Figura AII. 2: Nivel de carga del transformador T-ST3 para recarga aleatoria.

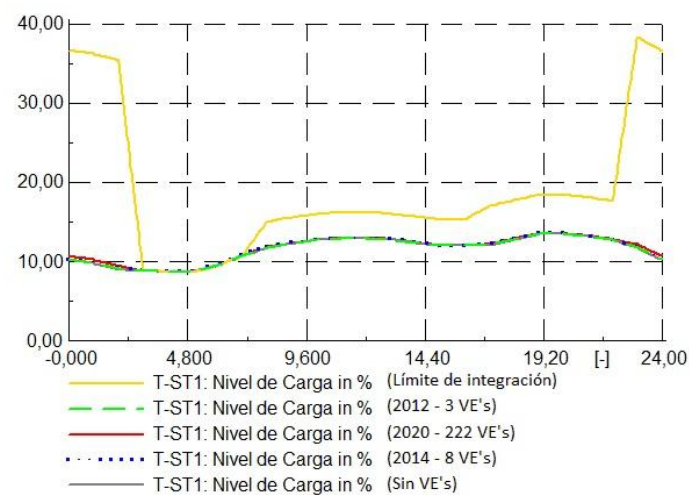


Figura AII. 3: Nivel de carga del transformador T-ST1 para la política de recarga de doble tarifa.

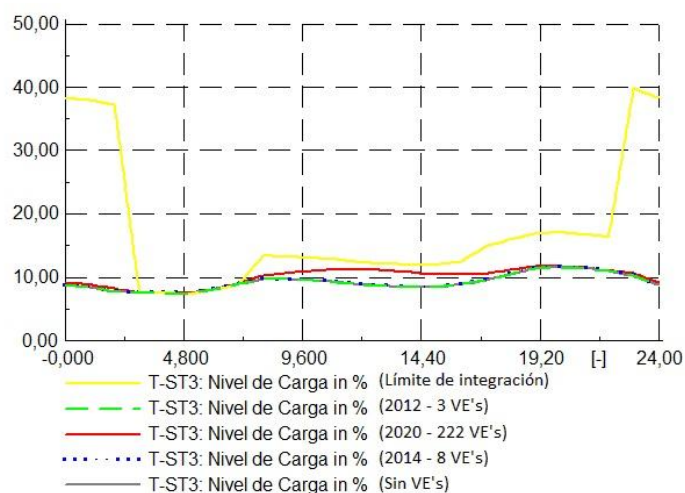


Figura AII. 4: Nivel de carga del transformador T-ST3 para la política de recarga de doble tarifa.

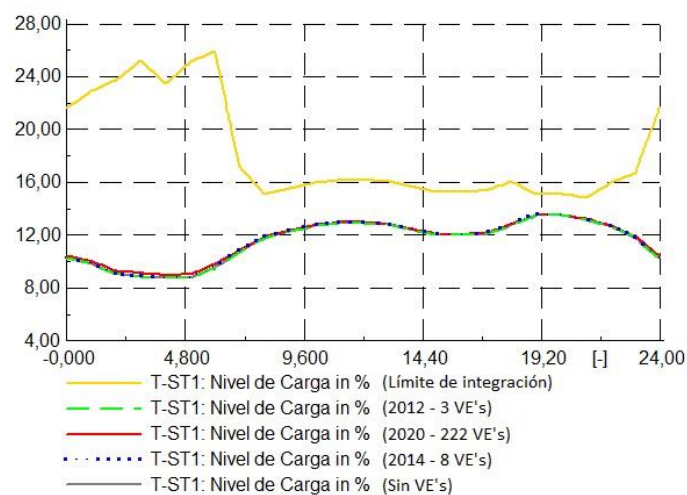


Figura AII. 5: Nivel de carga del transformador T-ST1 para recarga inteligente.

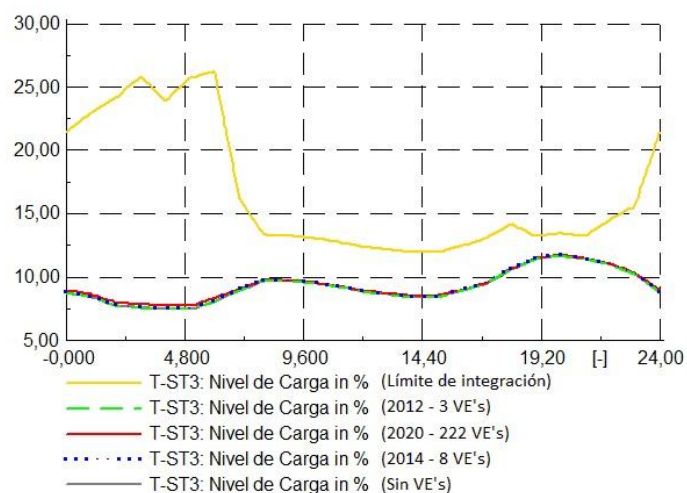


Figura AII. 6: Nivel de carga del transformador T-ST3 para recarga inteligente.

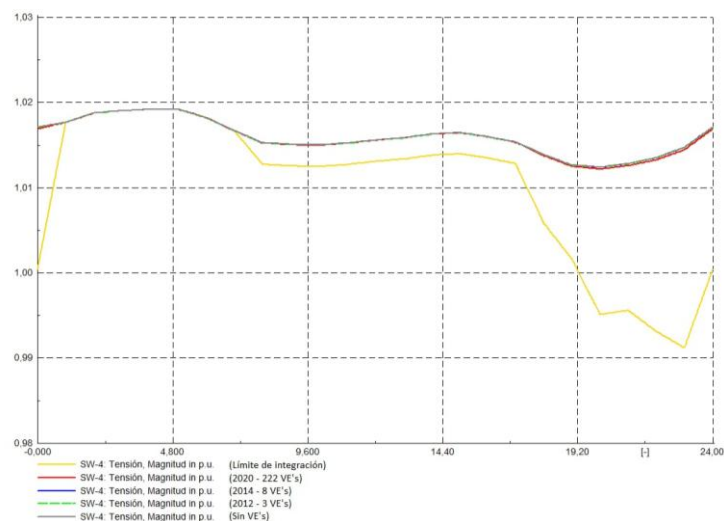


Figura AII. 7: Nivel de tensión de la barra SW-4 para recarga aleatoria.

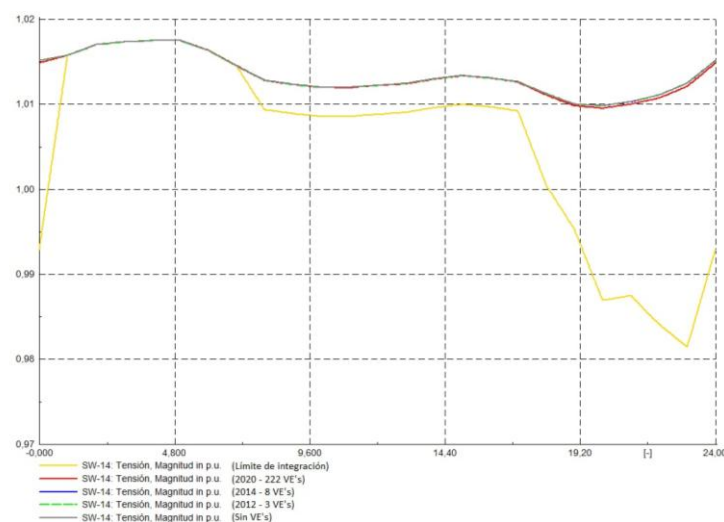


Figura AII. 8: Nivel de tensión de la barra SW-14 para recarga aleatoria.

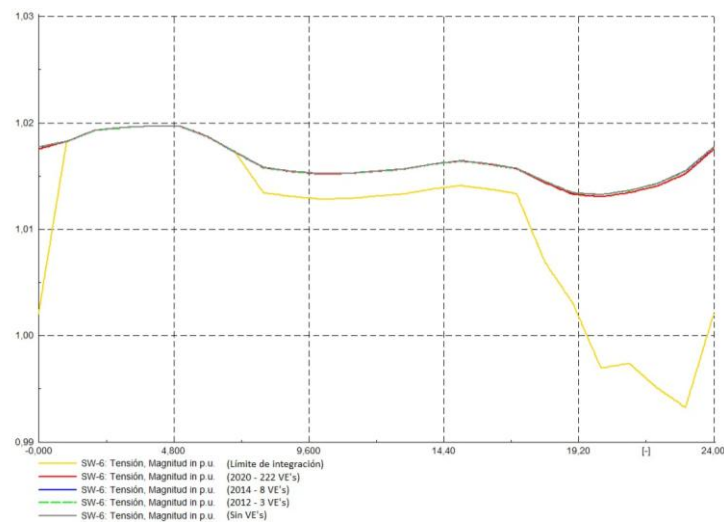


Figura AII. 9: Nivel de tensión de la barra SW-6 para recarga aleatoria.

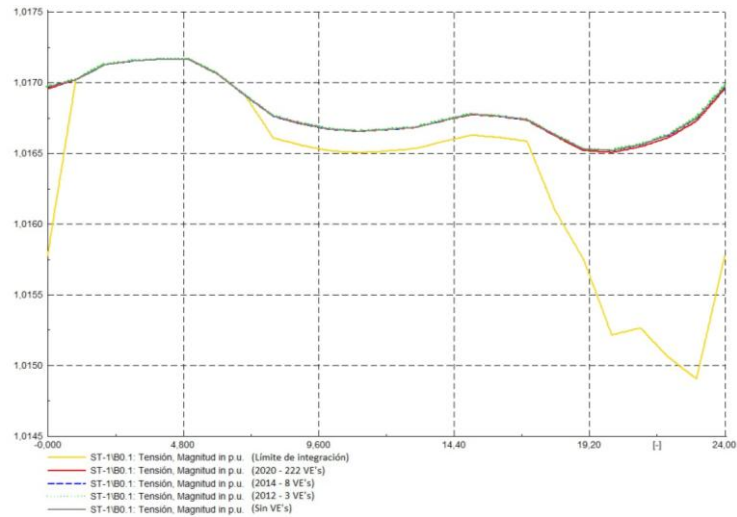


Figura AII. 10: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-1 para recarga aleatoria.

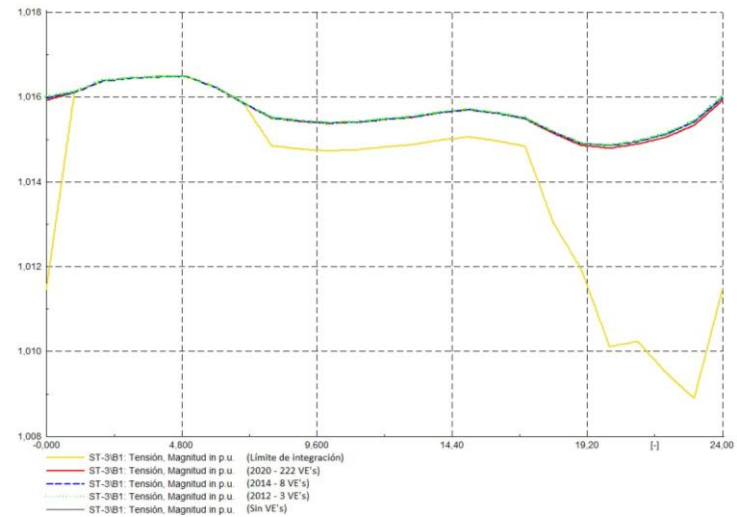


Figura AII. 11: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-3 para recarga aleatoria.

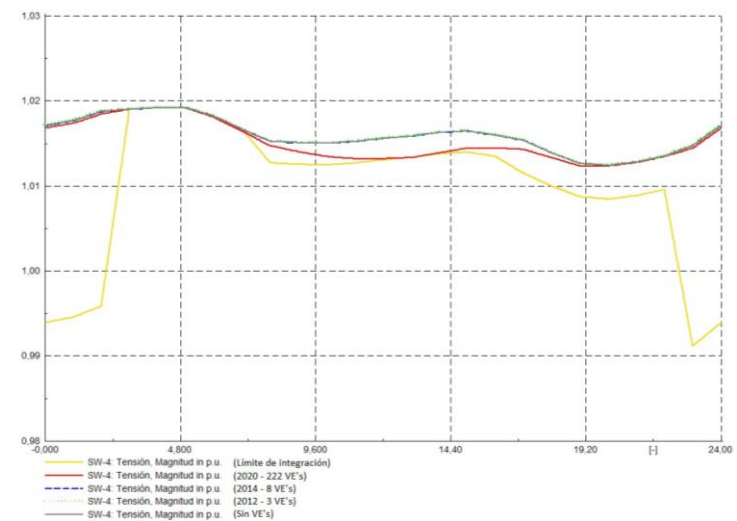


Figura AII. 12: Nivel de tensión de la barra SW-4 para la política de recarga de doble tarifa.

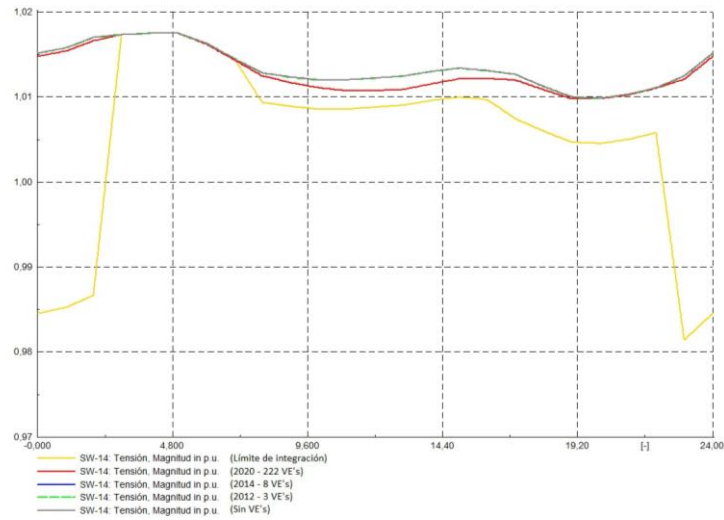


Figura AII. 13: Nivel de tensión de la barra SW-14 para la política de recarga de doble tarifa.

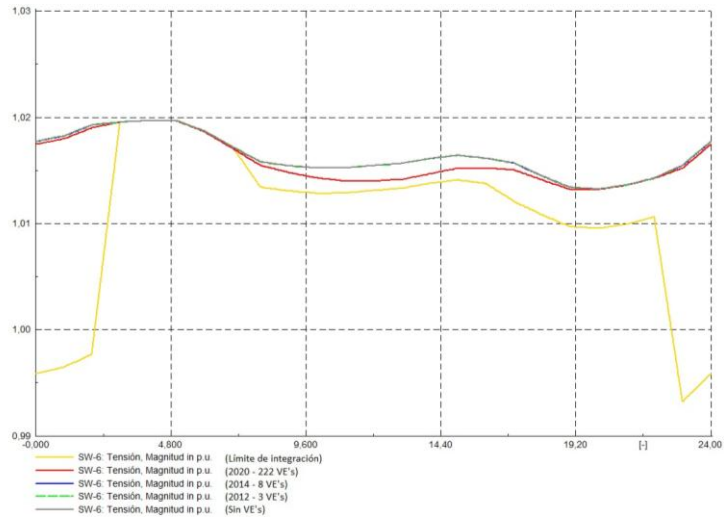


Figura AII. 14: Nivel de tensión de la barra SW-6 para la política de recarga de doble tarifa.

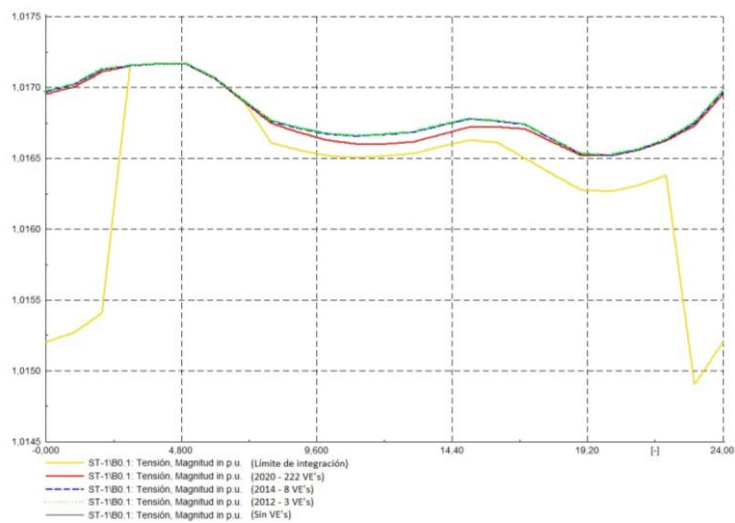


Figura AII. 15: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-1 para la política de recarga de doble tarifa.

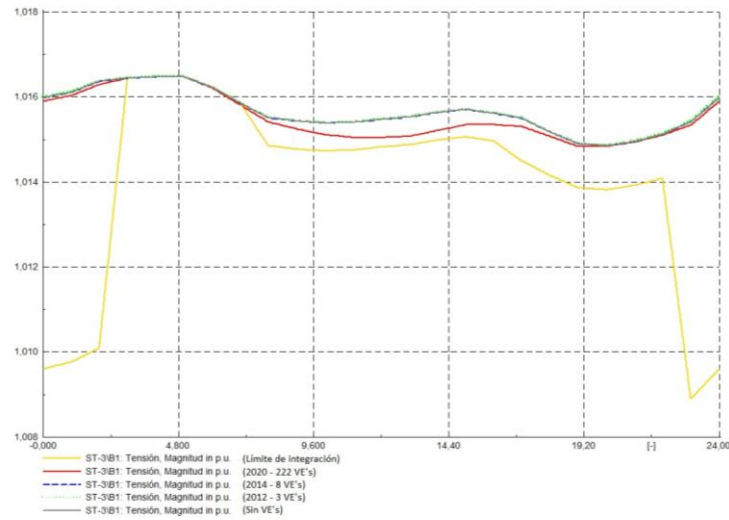


Figura AII. 16: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-3 para la política de recarga de doble tarifa.

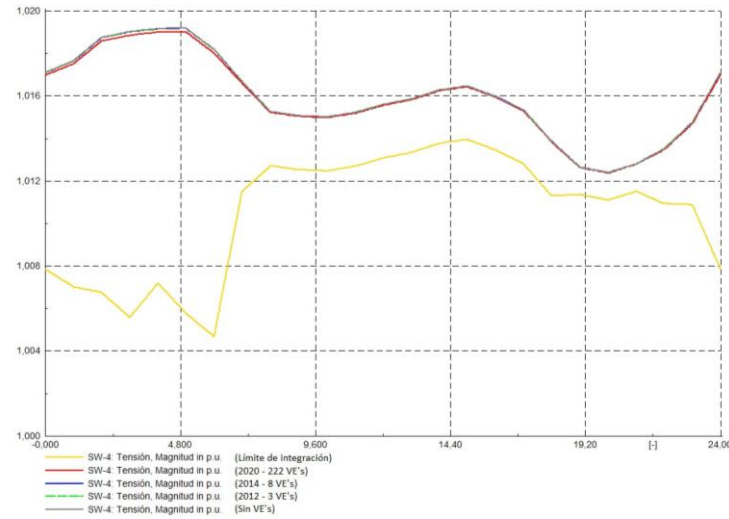


Figura AII. 17: Nivel de tensión de la barra SW-4 para recarga inteligente.

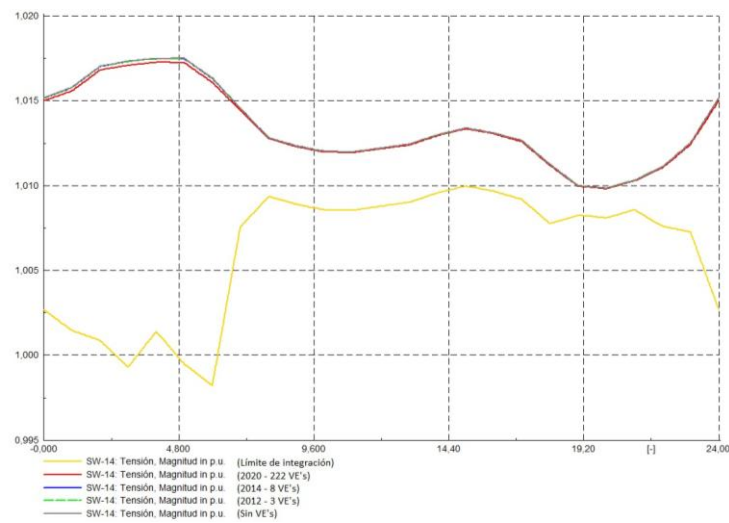


Figura AII. 18: Nivel de tensión de la barra SW-14 para recarga inteligente.

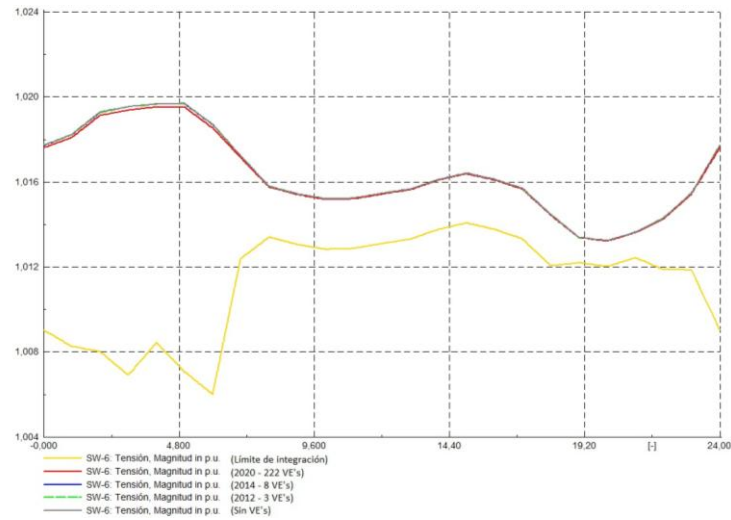


Figura AII. 19: Nivel de tensión de la barra SW-6 para recarga inteligente.

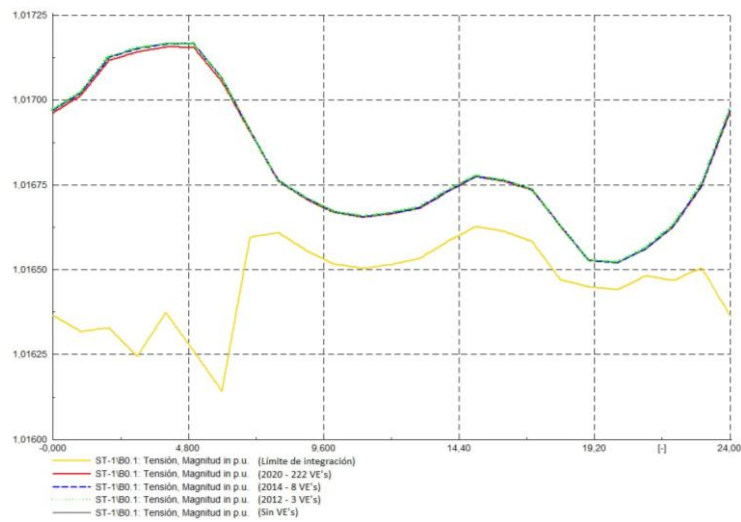


Figura AII. 20: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-1 para recarga inteligente.

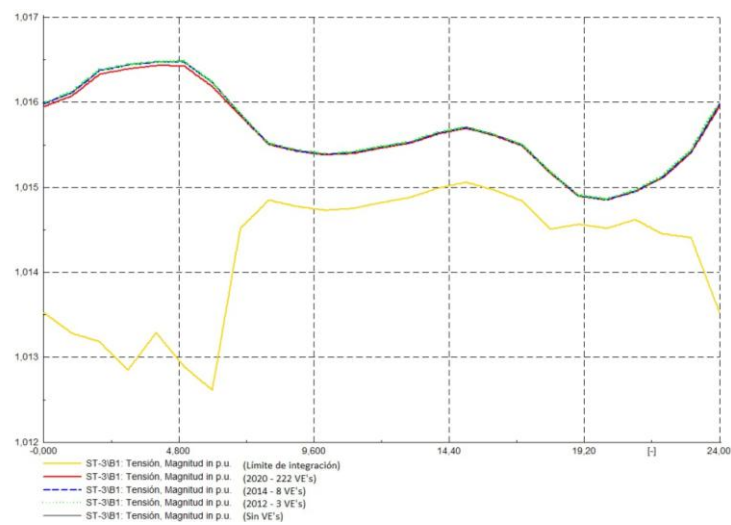


Figura AII. 21: Nivel de tensión de la barra que conecta la red de 110 kV al transformador ST-3 para recarga inteligente.